

## Avskiljning, transport och lagring av koldioxid i Sverige Behov av forskning och demonstration

Filip Johnsson, Jan Kjärstad

Avskiljning, transport och lagring av koldioxid i Sverige - Behov av forskning och demonstration  
© 2019, Filip Johnsson & Jan Kjärstad  
Institutionen för Rymd-, geo- och miljövetenskap, avdelning Energiteknik  
Chalmers Tekniska Högskola  
412 96 Göteborg  
ISBN: 978-91-88041-20-3 (elektronisk utgåva)/ 978-91-88041-21-0 (tryckt utgåva)

Figuren på omslaget visar möjliga lagringsplatser för koldioxid i Norden (från "the Nordic CO<sub>2</sub> Storage Atlas";  
<https://data.geus.dk/nordiccs/map.xhtml> )

2019-03-15: Tryckfel sid 9 rättat ("tjugoen" ändrat till "tjugotre")

## Uppdraget

Energimyndigheten har ett regeringsuppdrag "Innovationsfrämjande insatser för att minska processindustrins utsläpp av växthusgaser" (Regeringsbeslut N2016/06369/IFK). Inom ramen för uppdraget ska myndigheten redovisa vilka insatser inom forskning och demonstration som bedöms nödvändiga inom området för att bidra till att Sverige senast 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp, samtidigt som konkurrenskraften för svensk processindustri stärks. Vidare ska myndigheten redogöra för vilka tekniska och marknadsmässiga hinder, tillika hinder i regelverk som bedöms föreligga för minskade utsläpp av växthusgaser från den svenska processindustrin.

I denna rapport redovisas en utredning kring behov av forskning och demonstration av koldioxidavskiljning- och lagring från fossila och biogena utsläppskällor (CCS respektive BECCS<sup>1</sup>), som utgör underlag för myndighetens regeringsuppdrag enligt ovan.

## Uppdragets genomförande

Denna utredning är huvudsakligen genomförd under tidsperioden 2017-09-15 till 2018-09-31. Arbetet bygger på författarnas erfarenheter inom CCS och BECCS, litteraturgenomgång samt ett utskick till svenska nyckelaktörer inom CCS och BECCS där dessa ombads ge sin syn på behoven inom forskning, innovation och demonstration. Nyckelaktörerna som tillfrågats arbetar till största delen inom forskning och utveckling inom akademi och industri.

## Avgränsningar

Uppdragets omfattning har inte gjort det möjligt att genomföra en internationell utblick i termer av att aktivt be internationella aktörer om synpunkter på forskning och demonstration inom CCS eller att i detalj gå igenom erfarenheter från internationella CCS-projekt. Ovannämnda urval av "nyckelaktörer" är också begränsat. Det finns naturligtvis fler aktörer som kan ha relevanta åsikter om området.

Denna rapport fokuserar helt på CCS och BECCS. I praktiken bör dessa tekniker ses som en del i en övergripande portfölj av utsläppsminskande åtgärder inom de processer där de kan tillämpas. Det har inom uppdragets omfattning inte varit möjligt att göra en analys av hur behov av forskning och demonstration av CCS och BECCS kan tänkas påverkas av utvecklingen av andra kompletterande eller konkurrerande utsläppsminskande tekniker och åtgärder. Med CCS och BECCS avses i denna rapport avskiljning av koldioxid från större punktutsläpp. Så kallad Direct Air Capture (DAC) där koldioxid avskiljs direkt från atmosfären behandlas inte i rapporten (främst då detta är en omogen teknik förenat med höga kostnader och i nuläget knappast relevant för Sverige). Ej heller har CCU (Carbon Capture and Utilization) beaktats mer än att det omnämns på ett par ställen. Detta då CCU knappast är en kraftfull klimatåtgärd, speciellt inte när det är i form av utökad olje- eller gasutvinning (EOR och EGR<sup>2</sup>). På sikt skulle det kunna utgöra ett komplement till CCS och BECCS till exempel i form av att

<sup>1</sup> CCS: Carbon Capture and Storage, BECCS: Bio Energy Carbon Capture and Storage

<sup>2</sup> EOR: Enhanced Oil Recovery, EGR: Enhanced Gas Recovery

producera syntetiskt bränsle från förnybar el och någon koldioxidkälla (sådan som finns kvar på grund av att elektrifiering ej varit möjligt).

Det bör nämnas att Regeringen har tillsatt en utredning för att föreslå en strategi för hur Sverige ska nå negativa nettoutsläpp av växthusgaser efter år 2045 (2018:07 Klimatpolitiska vägvalsutredningen). I utredningsuppdraget ingår bland annat att lämna förslag i syfte att undanröja legala hinder för CCS, att föreslå hur ekonomiska incitament kan skapas för BECCS samt att analysera vilken roll BECCS bör ha i en samlad strategi för negativa nettoutsläpp av växthusgaser. Utredningen ska presenteras senast den 31 januari 2020. Förhoppningsvis kan föreliggande rapport ge ett underlag till utredningen.

## Innehållet i rapporten

Rapporten är indelad i *två huvuddelar*: I *första delen* – Kapitlen 1-3 – beskrivs begreppen CCS och BECCS, argument för varför CCS kan vara av intresse globalt och i Sverige samt övergripande status för CCS. Därefter ges en statussammanfattning för de tre stegen i CCS kedjan; avskiljning, transport och lagring. Detta görs utifrån en svensk kontext, inklusive kopplingar till övriga Norden och då främst Norge som är relevant som potentiell lagringsplats för koldioxid. Utifrån första delen diskuterar *andra delen* – Kapitel 4 – behovet av forskning och demonstration i en svensk kontext för respektive del i CCS-kedjan.

Författarna svarar ensamt för innehållet i rapporten och de rekommendationer och slutsatser som framförs är helt och hållet författarnas.

Vi vill tacka Max Biermann och Olivia Cintas Sanchez, båda vid Chalmers, för värdefulla bidrag till rapporten i form av textunderlag och processbilder (avsnitt 3.1.7) samt figurunderlag. Slutligen vill vi tacka Henrik Thunman, Chalmers, samt Svante Söderholm och Benny Fillman på Energimyndigheten för värdefulla synpunkter på rapporten.

## Sammanfattning

Denna rapport redovisar resultatet av en utredning kring behov av forskning och demonstration av koldioxidavskiljning och lagring från fossila (CCS) och biogena utsläppskällor (BECCS). Rapporten är framtagen på uppdrag av Energimyndigheten för att utgöra ett underlag till Energimyndighetens regeringsuppdrag "Innovationsfrämjande insatser för att minska processindustrins utsläpp av växthusgaser".

Det är främst två anledningar till att avskiljning och lagring av koldioxid kan behöva användas i Sverige:

- Allt pekar på att CCS krävs för att svensk process- och basindustri ska lyckas möta det svenska utsläppsmålet att det senast år 2045 inte ska finnas några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären. Det är dock viktigt att understryka att CCS inte ersätter andra åtgärder i industrin utan är en del av en portfölj av åtgärder som krävs om det överhuvudtaget ska vara någon chans att nå utsläppsmålen.
- Tillämpat på processer som använder biomassa som bränsle eller råvara kan BECCS bidra till negativa utsläpp. Detta är både i enlighet med det svenska målet att nå negativa utsläpp efter 2045 och troligtvis nödvändigt för världen om ett 1,5-gradersmål ska nås. Sverige har gynnsamma förutsättningar att tillämpa BECCS, som även skulle kunna kompensera för utsläpp i sektorer där kostnaden (per ton koldioxid) att nå nollutsläpp är hög, till exempel i flygsektorn.

Baserat på en genomgång av de svenska förutsättningarna för forskning och demonstration av CCS och BECCS ger denna rapport följande rekommendationer (där punkterna 2-9 kan ses som delar av 1):

1. Sverige behöver en nationell strategi för CCS och BECCS som innefattar hela kedjan forskning, demonstration och kommersiell implementering och där det blir tydligt vilka industrier och myndigheter som berörs av en sådan strategi. Strategin bör baseras på en beskrivning av de svenska förutsättningarna för CCS och BECCS och bör inkludera tekniker, finansiering och juridiska och miljömässiga förutsättningar samt hur CCS och BECCS kopplar till andra utsläppsminskande åtgärder på de processer där tekniken är aktuell. Strategin bör förhålla sig till utvecklingen i Norge, eftersom lagring i ett inledande skede troligtvis kommer ske där. En svensk CCS-strategi bör utgöra en del av en sammanhållen industripolitik som relaterar till den svenska klimatpolitiken med målet om noll nettoutsläpp till år 2045, och att utsläppen därefter ska bli negativa.

2. Det är av stor vikt att CCS och BECCS analyseras som en helhet och inte betraktas som olika tekniker. Inte minst kommer koldioxidavskiljning kunna tillämpas på anläggningar som har en mix av fossila och biogena utsläpp (till exempel avfallseldade kraftvärmeverk).

3. Det bör för varje industri (en eller flera anläggningar) som har årliga punktutsläpp över en viss nivå (till exempel 100 kt CO<sub>2</sub> per anläggning) utredas hur en sådan industri skulle kunna uppnå nollutsläpp där följande bör ingå:

- Identifiering av nyckelåtgärder och dess tekniker, inklusive bedömning av industrins framtid i en utsläppsbegränsad värld (vilket kan påverka bedömningen av storleken på de framtida utsläppen som kan vara föremål för CCS och BECCS).
- Mognadsnivåer (TRL-nivåer) på tekniker som finns tillgängliga för att minska utsläppen mot noll.
- Identifiering av kunskapsläge (svenskt och internationellt) samt forsknings- och demonstrationsbehov.
- Uppskattning av kostnaden i kr/ton CO<sub>2</sub> för nollutsläpp samt jämförelse med förväntad utveckling av priset på utsläppsrätter i EU:s handelssystem.
- Bedömning av påverkan på priset på industrins produkter samt på nyckelprodukter längst ut i värdekedjan där industrins produkter används som insatsvara.
- Identifiering av vad som krävs affärs- och finansieringsmässigt för att möta utsläppsmålet.
- Om CCS visar sig vara en viktig teknik för att uppnå nära nollutsläpp så bör industrin ingå i den nationella CCS-strategin (punkt 1).

4. Villkoren för lagring på norskt territorium i närtid bör utredas givet olika antaganden om lagringsmängder. Samtidigt bör möjligheterna och potentialen för lagring av koldioxid inom svenskt territorium utredas i större detalj. Ett sådant arbete bör kunna svara på om, och i så fall för vilka volymer, detta är realistiskt. Här bör första steget vara att det tas fram och motiveras vilken typ av beslutsunderlag som behövs för att bedöma om lagring på svenskt territorium är rimligt (inklusive att utreda möjligheterna för att ändra Helsingforskonventionen så att lagring i Östersjöområdet tillåts). Ett första arbete bör ha som mål att fastställa vilken tidsram och vilka resurser som krävs för att få fram en sådan bedömning. Om lagringsvolymen inom svenskt territorium bedöms vara alltför begränsad för att lagring på svenskt territorium ska vara intressant, bör det analyseras vad samverkan på längre sikt med andra länder och då speciellt med Norge innebär.

5. Det bör skyndsamt utredas vilka möjligheter som kan finnas för att hantera den finansiella risken vid investering och drift av de olika delarna i CCS- och BECCS-kedjan och vilken roll staten kan spela för att minska risken. Det bör även undersökas om det för de industrier som kan vara föremål för CCS går att hitta nya sätt att prissätta klimatåtgärderna längst ut i värdekedjan, det vill säga så att slutkonsumenten ser merkostnaden av en klimatneutral produkt samt hur detta kan användas för finansiering av utsläppsminskande åtgärder inklusive CCS.

6. Delvis kopplat till punkt 3 bör det initieras forskning som analyserar CCS tekniken i ett vidare systemperspektiv där det givet olika scenarier och antaganden över hur de svenska punktutsläppen kan komma att utvecklas, studeras vilken roll CCS och BECCS kan ta i en övergripande portfölj av utsläppsminskande åtgärder för svensk industri. Sådana studier bör omfatta hela kedjan avskiljning, transport och lagring och ta hänsyn till utvecklingen på bränsle- och insatsvarorna för de olika industrierna och energianläggningarna som kan komma ifråga för CCS och BECCS (till exempel tillgången på och konkurrens om olika biomassafraktioner). Denna forskning bör ge viktigt bidrag till att dels sätta ramarna för hur svensk basindustri kan bidra till att nå de svenska klimatmålen, och dels till en svensk CCS strategi (punkt 1).

7. Då avskiljningsdelen för CCS och BECCS är den del där det finns störst potential att minska kostnaderna över tid bör en svensk forskningsstrategi möjliggöra finansiering av forskning av både grundläggande och tillämpad karaktär och utgöra en del av den nationella CCS- och BECCS-strategin. Det är alltså viktigt att det även satsas tillräckligt med forskningsmedel på tekniker som redan idag bedöms som tekniskt möjliga att implementera – inte minst för att bidra till kostnadsminskningar och hög tillförlitlighet – och att forskningssatsningar kopplas till förutsättningar som gäller i svensk process- och energiindustri.

8. Det bör så snart som möjligt planeras för ett svenskt demonstrationsprojekt som omfattar hela kedjan; avskiljning, transport och lagring. Givet de långa ledtiderna i energi- och processindustrin är det viktigt att snarast ta fram en färdplan mot demonstration. En sådan färdplan ska vara så heltäckande som möjligt och innehålla en utvärdering och plan för val av industri/anläggning, teknikval, finansiering, juridik och miljökonsekvensbeskrivning och andra aspekter som bedöms relevanta. I nuläget (2018) är det Stockholm Exergi, Preem och Cementa som har kommunicerat CCS och BECCS som del av deras framtida åtgärder för att minska utsläppen och dessa kan därför utgöra kandidater för demonstration.

9. Det bör snarast utredas hur de hinder som kopplar till juridik, styrmedel och regleringar kan övervinnas. Speciellt viktigt är att utreda hur nuvarande barriärer kopplat till Londonprotokollet och båttransport av koldioxid inom EU-ETS kan övervinnas. Det bör också studeras hur det kan skapas incitament för negativa utsläpp. Studier av allmänhetens uppfattning om CCS – där det är viktigt att hela kedjan avskiljning, transport och lagring ingår - bör kopplas till explicita implementeringsprojekt snarare än generella studier.





# Innehåll

<b>1</b>	<b>Bakgrund.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Status för CCS.....</b>	<b>7</b>
2.1	Historik och erfarenheter .....	7
2.2	Nuläge.....	9
2.3	Svenska punktutsläpp och förutsättningar för CCS och BECCS.....	11
2.3.1	Anläggningar i handelssystemet .....	11
2.3.2	Förutsättningar för CCS och BECCS .....	11
<b>3</b>	<b>CCS – avskiljning, transport och lagring.....</b>	<b>17</b>
3.1	Avskiljning.....	17
3.1.1	Avskiljning efter förbränning – post combustion.....	18
3.1.2	Avskiljning före förbränning – pre-combustion .....	19
3.1.3	Oxyfuelavskiljning – oxyfuel-combustion .....	19
3.1.4	Övriga tekniker .....	19
3.1.5	Karaktäristik på utsläppskällor .....	20
3.1.6	Utmaningar för avskiljning på fossila och biogena utsläpp .....	21
3.1.7	Exempel på avskiljningstekniker för olika typer av svenska utsläppskällor.....	22
3.2	Transport .....	28
3.2.1	Jämförelse mellan pipeline- och båttransport.....	29
3.2.2	Transport med lastbil eller tåg.....	33
3.2.3	Svenska förutsättningar för pipelinetransport .....	33
3.2.4	Tekniska förutsättningar för CO <sub>2</sub> -pipelines.....	34
3.2.5	Förutsättningar för båttransport .....	35
3.2.6	Logistikmöjligheter vid båttransport .....	36
3.3	Lagring.....	37
3.3.1	Förutsättningar för lagring .....	39
3.3.2	Lagring på svenskt territorium .....	41
<b>4</b>	<b>Behov av forskning och demonstration .....</b>	<b>45</b>
4.1	Tidigare forsknings- och demonstrationsstrategier .....	45
4.1.1	Storbritannien.....	45
4.1.2	Norge .....	47
4.1.3	Övriga CCS-strategier .....	49
4.2	Generella förutsättningar för CCS och BECCS i en svensk kontext.....	50
4.2.1	BECCS och biomassatillförsel .....	51
4.3	Nationell CCS strategi för forskning och demonstration.....	52
4.3.1	Långa ledtider i processindustrin .....	54
4.3.2	CCS tekniken finns men styrmedel och finansiering saknas .....	55
4.4	Forskningsbehov .....	57
4.4.1	Avskiljningstekniker .....	59
4.4.2	Transport .....	61
4.4.3	Lagring .....	61
4.5	Demonstration .....	63
4.5.1	Avskiljning .....	64
4.5.2	Transport och lagring.....	64
4.6	Allmänhetens inställning, miljömål samt juridik .....	65
<b>5</b>	<b>Referenser .....</b>	<b>67</b>
<b>6</b>	<b>Bilagor .....</b>	<b>74</b>
6.1	Bilaga 1: Svenska koldioxidutsläppskällor > 100 kton/år.....	74
6.2	Bilaga 2: Egenskaper hos koldioxid och krav vid transport .....	76
6.3	Bilaga 3: CCS strategier för Storbritannien och Norge .....	80



# 1 Bakgrund

I december 2015 enades världens länder om ett nytt klimatavtal, det så kallade Parisavtalet, som ska börja gälla senast år 2020. Avtalet slår fast att den globala temperaturökningen ska hållas väl under två grader och att man ska sträva efter att begränsa den till 1,5 grader. Avtalet trädde i kraft i november 2016.

För att nå 2-graders målet måste användningen av fossila bränslen minska snabbt, och naturligtvis än snabbare för att nå 1,5-graders målet. Detta har visats av både FN:s klimatpanel IPCC och det internationella energiorganet IEA. IEA (ETP 2017) indikerar att förutom att den globala fossilbränsleanvändningen måste halveras mellan 2014 och 2060 om vi skall ha en rimlig chans att klara ett 2-graders mål, så måste världen också bygga upp system för avskiljning, transport och lagring av koldioxid (CCS) på en nivå som år 2060 fångar in och lagrar 6,8 miljarder ton koldioxid (CO<sub>2</sub>) varav 2,7 miljarder ton från biobaserad förbränning. Självfallet kan mängden lagrad CO<sub>2</sub> minskas vilket dock fordrar än snabbare utfasning av de fossila bränslena – och därmed att en större del av reserverna av dessa måste lämnas kvar outnyttjade, samtidigt som tillhörande infrastruktur (inom energi, industri och transporter) måste avvecklas. För att begränsa temperaturökningen till endast 1,75 grader visar IEA på ett scenario i vilket den globala primära fossilanvändningen behöver minskas med närmare två tredelar till 2060 samtidigt som mängden CO<sub>2</sub> som lagras ökar till 11,2 miljarder ton årligen. För EU:s del behöver fossilanvändningen minska med 75 procent respektive 83 procent till 2060 i 2-graders respektive 1,75-graders målet samtidigt som drygt 600 Mt respektive drygt 700 Mt CO<sub>2</sub> fångas in och lagras år 2060<sup>3</sup>. Närmare två tredjedelar av detta förväntas vara biobaserad CO<sub>2</sub>. Det kan också nämnas att i 1,75 graders scenariot så anger IEA att EU redan år 2025 behöver fånga in och lagra 54 Mt CO<sub>2</sub> vilket därefter behöver öka med nästan 8 procent årligen i snitt fram till 2060.<sup>4</sup>

I IPCCs ”1,5 gradersrapport” (IPCC, 2018) visas på olika vägar att minska utsläppen så att den globala uppvärmningen begränsas till 1,5 grader. De flesta av dessa vägar innehåller stora mängder CCS och BECCS. Om man betänker utmaningen i att få länder med stora reserver av fossila bränslen att avstå från att utvinna dessa så kan CCS utgöra en möjlighet att kombinera kraftfulla åtaganden om utsläppsminskningar med fortsatt användning av de inhemska fossilbränslereserverna under en övergångsperiod (se Johnsson m.fl., 2018). Hur länge en sådan övergångsperiod kommer vara beror naturligtvis på utvecklingen av förnybara tekniker, inklusive elektrifiering av industri-, bostads- och transportsektorerna.

Med tanke på att etablering av större CCS-system kännetecknas av långa ledtider är det en mycket stor utmaning att få på plats storskaliga system redan till 2025. Utmaningen är såväl teknisk som incitamentsmässig, det vill säga det saknas för närvarande styrmedel som är tillräckligt kraftfulla och långsiktiga för att någon aktör ska investera i hela CCS kedjan; avskiljning, transport och lagring. Detta gäller även BECCS (se även diskussion av Fridahl, 2018). Det behövs troligtvis även nya affärsmodeller som synliggör kostnaden för CCS på slutprodukten, inte minst eftersom denna kostnad sannolikt inte blir så stor (Rootzén & Johnsson, 2017a, 2017b). Slutligen finns det regulatoriska oklarheter och hinder. Ett exempel är att lagrad koldioxid som transporterats med båt inte räknas som lagrad inom EU:s handel med utsläppsrätter. Ett annat är att ett tillägg till Londonprotokollet, som tillåter att koldioxid exporteras för permanent lagring under havsbotten i annat land, måste ratificeras

<sup>3</sup> Det finns andra sätt att uppfylla målen men det går inte att undvika en drastisk minskning i fossilbränsleanvändningen vilken blir än mer drastisk om CCS och BECCS inte används.

<sup>4</sup> Det är svårt att ange en motsvarande siffra för Sverige. Aspekter på detta diskuteras i denna rapport.

av tillräckligt många länder alternativt att det erhålls acceptans för en tolkning av konventionen som tillåter bilaterala avtal mellan export- och importland.

Sverige har både höga ambitioner, och goda förutsättningar för att kraftigt minska klimatutsläppen, men också stora utmaningar. En särskild utmaning för Sverige är att minska utsläppen från basindustri<sup>5</sup>, inklusive cement, järn- och stål och raffinaderier i enlighet med det svenska utsläppsmålet om noll nettoutsläpp<sup>6</sup> år 2045. Klimatmålet definieras inom det klimatpolitiska ramverket<sup>7</sup> som:

*”Senast år 2045 ska Sverige inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp. Negativa utsläpp innebär att utsläppen av växthusgaser från verksamheter i Sverige är mindre än till exempel den mängd koldioxid som tas upp av naturen som en del av kretsloppet, eller mindre än de utsläpp Sverige bidrar till att minska utomlands genom att investera i olika klimatprojekt. De kvarvarande utsläppen från verksamheter inom svenskt territorium ska dock vara minst 85 procent lägre än utsläppen år 1990.”*

Den resterande 15 procentiga minskningen som krävs för att komma ned till noll nettoutsläpp kan kompenseras genom så kallade kompletterande åtgärder, till vilka räknas upptag av koldioxid i skog och mark, utsläppsminskningar utanför Sveriges gränser samt avskiljning och lagring av koldioxid från förbränning av biobränslen, det vill säga BECCS, vilket också kan bidra till att Sverige uppnår målet om negativa utsläpp. Om man beaktar att jordbrukssektorn och mindre industriella utsläppskällor kan komma att få svårt att minska utsläppen till noll, är ett rimlig antagande att stora punktutsläpp av koldioxid bör minskas till noll till år 2045. Alltså sådana utsläppskällor som kan vara föremål för CCS.

För att utsläppsmålet ska nås samtidigt som konkurrenskraften behålls hos Sveriges (energiintensiva) basindustri är en rimlig utgångspunkt att *svensk klimat- och energipolitik i samverkan med svensk industri måste ta ställning till huruvida CCS-tekniken behövs eller inte*. Miljömålsberedningen, som lade fram förslaget om det klimatpolitiska ramverket (SOU 2016:21, ) konstaterade (se även SOU2016:47):

*”För att nå målet [om 85 procents minskning till 2045] får även avskiljning och lagring av koldioxid av fossilt ursprung där rimliga alternativ saknas räknas som en åtgärd (CCS).”*

Det är också värt att notera att det i Energiöverenskommelsen från 2009 (Regeringen, 2009) slås fast att Sverige bör verka för att en av de planerade EU-finansierade pilotanläggningarna för CCS kopplas till svensk basindustri. CCS nämns också i Energikommissionens (2015-2017) slutbetänkande (SOU 2017:2). Av olika skäl har dock implementeringen av EU finansierade pilotanläggningar i stort sett uteblivit (förutom att Vattenfall under några år drev en pilotanläggning i Tyskland med tillämpning på kraftverk). Vidare togs det för några år sedan fram en så kallad strategisk innovationsagenda ”Processindustrin och nollvisionen” med fokus på CCS (Energiforsk, 2015). Någon direkt fortsättning på denna i form av ett innovationsprojekt blev då inte fallet. Det är angeläget att snarast ta ställning till vilken roll CCS och BECCS ska spela i omställningen av det svenska energi- och industrisystemet, och det mesta pekar på att teknikerna kommer behövas för att uppfylla målen i det klimatpolitiska ramverket.

<sup>5</sup> Enligt svenskt ekonomilexikon innefattar basindustrin gruvor, järn-, stål- och metallverk samt baskemikalie-, cement-, massa- och pappersindustri. Se [www.ekolex.se/definition/basindustri](http://www.ekolex.se/definition/basindustri)

<sup>6</sup> I litteraturen förekommer även att detta skrivs ”netto-noll utsläpp” och ”nettonollutsläpp”.

<sup>7</sup> Regeringen: [www.regeringen.se/artiklar/2017/06/det-klimatpolitiska-ramverket/](http://www.regeringen.se/artiklar/2017/06/det-klimatpolitiska-ramverket/)

**Box 1. Argument till varför CCS och BECCS kan komma att behövas**

Det finns i huvudsak tre argument för att CCS-tekniken kan behöva användas, globalt och i Sverige.

1. CCS-tekniken möjliggör för regioner med stora tillgångar av fossila bränslen att gå med på långtgående utsläppsminskningar samtidigt som de kan fortsätta att nyttja sina naturresurser (de fossila bränslena). Om ett tvågradersmål (och än mer ett 1,5-gradersmål) ska kunna nås måste antingen en mycket stor andel av de fossila bränslena lämnas kvar i marken outnyttjade eller CCS-tekniken tillämpas (givet att inte exempelvis förnybar energi blir så billig att användningen av de fossila bränslena blir ointressant).
2. Kombinerat med biomassa som bränsle kan CCS bidra till negativa utsläpp (BECCS), vilket med stor sannolikhet kommer att krävas om ett 1,5-gradersmål ska nås, men som också troligtvis krävs för ett 2-gradersmål.
3. Analyser visar att CCS troligen krävs för att svensk basindustri ska lyckas möta utsläppsmålet om att Sverige inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser år 2045. Det är dock viktigt att konstatera att *CCS inte ersätter andra åtgärder* i industrin utan är *en del av en portfölj av åtgärder* som krävs om det överhuvudtaget ska vara någon chans att nå utsläppsmålen.

Behovet att omgående ta ställning till hur CCS ska hanteras är starkt kopplat till att basindustrin har investeringscykler på mellan 20 till 40 år för större ombyggnader av grundprocesserna (Åhman m.fl., 2013) och att den är uppbyggd av kapitalintensiva tekniska system. Dessa industrier har alltså få investeringscykler kvar<sup>8</sup> till år 2045, när utsläppen av växthusgaser ska vara nära noll. Detta innebär att det behövs en tydlig plan för forskning, demonstration och implementering av CCS tekniken. När en sådan är på plats och arbeten påbörjats är det högst troligt att detta kommer främja innovationer inom CCS-området. Om slutsatsen blir att CCS inte ska användas så måste det tydliggöras hur andra åtgärder kan ge nollutsläpp för de berörda industrierna.

Om BECCS ska kunna bidra till negativa utsläpp bör det även finnas en tydlig plan för detta. Det är inte någon egentlig skillnad mellan CCS och BECCS med avseende på teknikerna för avskiljning, transport och lagring. Däremot råder det olika förutsättningar mellan olika industrier som har stora punktutsläpp.

**Läsinstruktion**

För redogörelsen av forsknings- och demonstrationsbehov hänvisas läsaren till kapitel 4. Kapitlen 2 och 3 ger en bakgrund till CCS området, där kapitel 2 ger en sammanfattning av statusen för CCS med kort historik och nuläge i en internationell kontext, samt en översikt över svenska punktutsläpp av koldioxid och förutsättningar för CCS och BECCS i Sverige. Kapitel 3 ger en mer detaljerad beskrivning av avskiljning, transport och lagring, med fokus på svenska förutsättningar.

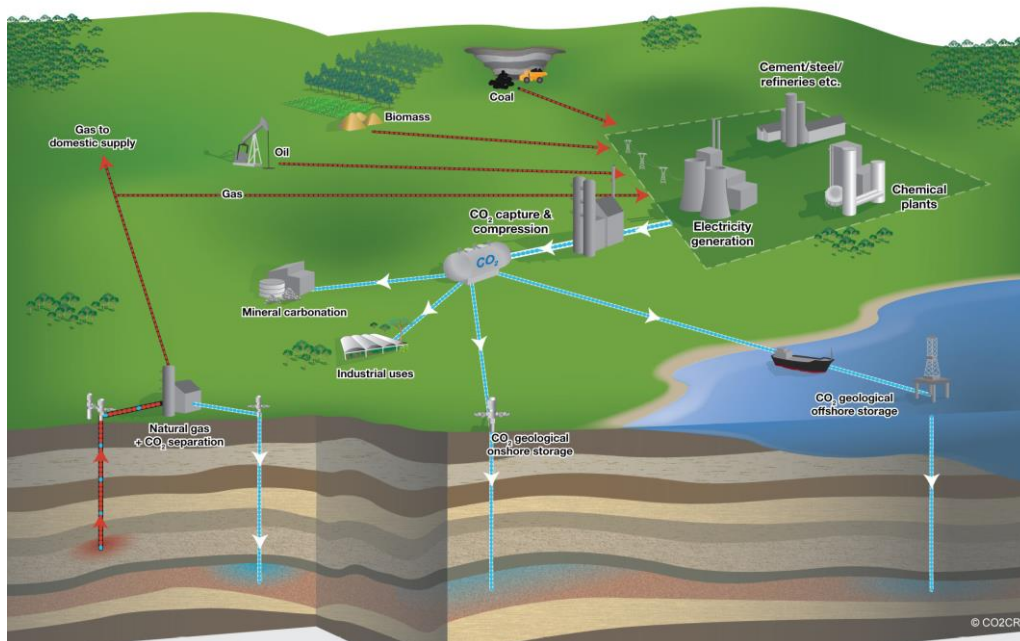
<sup>8</sup> Investeringscyklernas längd beror helt och hållet på ålder på processen och drivkraften för att anpassa denna till ändrat marknadsläge (som till exempel en ökad kostnad att släppa ut koldioxid). Om klimatutsläpp prissätts tillräckligt kraftigt kan det tidigare lägga ombyggnad av grundprocesserna.

### Box 2. Vad är CCS och BECCS?

CCS står för "Carbon Capture and Storage" med vilket avses avskiljning och lagring av koldioxid som innefattar tre steg: 1. Avskiljning och komprimering av koldioxid från rökgas, 2. transport av den avskilda koldioxiden samt 3. lagring av denna i någon form av geologisk formation.

På svenska används ibland benämningen *koldioxidavskiljning och lagring*, men vanligen används "CCS" även på svenska och därför används detta begrepp i denna rapport. På engelska används ibland begreppet "Carbon sequestration" efter "to sequester"=att binda, isolera (koldioxid).

CCS-tekniken är tänkt att tillämpas på stora punktsläpp, alltså från stora kraftverk eller industrier där varje skorsten släpper ut hundratusentals ton koldioxid per år eller mer. För mindre utsläpp skulle CCS-tekniken bli för kostsam per ton infångad koldioxid (givet att det finns alternativ). Figur 1 visar en principskiss på hur ett CCS system kan se ut. Tillämpning av CCS på kluster av olika utsläppskällor kan sänka den specifika kostnaden för systemet.



Figur 1. Principbild över ett CCS system. Källa: CO<sub>2</sub>CRC Australien, [www.co2crc.com.au](http://www.co2crc.com.au).

CCS-tekniken anses kunna ge ett betydande bidrag till utsläppsminskningar, vilket vanligen hänförs till tre förutsättningar som bedöms vara uppfyllda:

1. Att potentialen för att lagra koldioxid – alltså lagringsutrymmet – är tillräckligt stor för att CCS ska kunna ge betydande utsläppsminskningar under många år.
2. Att inget talar för att den lagrade koldioxiden ska läcka ut.
3. Att kostnaden för CCS är i paritet med andra långtgående åtgärder för att minska klimatpåverkan

Geologiska formationer som är lämpliga för lagring finns såväl under land som under havsområden och koldioxid kan därmed lagras både under landområden ("on-shore" lagring) och under havsbotten ("off-shore" lagring).

CCS kan tillämpas på såväl fossila som biogena utsläppskällor eftersom det inte finns någon principiell skillnad på om koldioxiden har fossilt eller förnybart ursprung. När CCS tillämpas på biogena utsläpp (till exempel i pappers- och massaindustrier) benämns det BECCS (Bio Energy CCS)<sup>9</sup>. Detta brukar framhållas som ett sätt att skapa negativa utsläpp. Om biomassan kommer från skog eller energigrödor där återväxten av biomassan ger minst ett netto-noll kolupptag, kan man tala om "negativa" utsläpp när CCS tillämpas på denna "nollpåverkande" koldioxid. Det är dock viktigt att komma ihåg att tillämpning av BECCS inte ger upphov till netto negativa utsläpp av växthusgaser från jordens energisystem förrän de "negativa" utsläppen från BECCS (och annan kolinbindning från biogen tillväxt samt andra åtgärder för att binda in koldioxid) överstiger de samlade utsläppen från fossil förbränning och markanvändning.

<sup>9</sup> Se även: [https://sv.wikipedia.org/wiki/Koldioxidlagring\\_fr%C3%A5n\\_biomassa](https://sv.wikipedia.org/wiki/Koldioxidlagring_fr%C3%A5n_biomassa)

## 2 Status för CCS

### 2.1 Historik och erfarenheter

Ovannämnda analyser från IEA och IPCC pekar på att det kommer vara mycket svårt att nå klimatmålen utan CCS och BECCS. Snarare behövs både CCS och BECCS *samt* en snabb utfasning av fossila bränslen tillsammans med kraftfull expansion av övriga tekniker och åtgärder som inte ger koldioxidutsläpp (till exempel förnybart, effektiviseringar och livsstilsförändringar).

CCS tekniken har diskuterats sedan början av 2000 talet. Trots detta har utvecklingen gått sakta och en rad CCS projekt har stött på problem och lagts ner. I dagsläget har, enligt The Global CCS Institute (GCCSI, 2018), inga länder en politik för implementering av CCS som är konsistent med Parisavtalet.

CCS-projekt som har lagts ner i Europa är bland annat Shells Pernis-projekt (det så kallade Barendrecht-projektet) och ROAD-projektet i Nederländerna, Vattenfalls Jämschwalde och RWE's Hürthe-projekt i Tyskland samt projekten White Rose, Peterhead och Longannet i Storbritannien. Detta trots att EU-kommissionen inrättade programmen NER300 (New Entrants Reserve) inom ramen för handeln med utsläppsrätter<sup>10</sup> och EEPR (European Energy Program for Recovery) för finansiering av kommersiella demonstrationsprojekt för CCS och innovativa tekniker för förnybar energi. Nuvarande situation skiljer sig därmed markant från vad som förväntades för ett tiotal år sedan. I Europaparlamentets direktiv om koldioxidlagring från år 2009 (EG, 2009) slås fast att *"Vid Europeiska rådets möte i juni 2008 uppmanades kommissionen att så snart som möjligt presentera en mekanism för att uppmuntra till investeringar från medlemsstaterna och den privata sektorn för att se till att upp till tolv demonstrationsanläggningar för CCS byggs och tas i drift senast 2015"*. Hittills har inte en enda sådan demonstrationsanläggning kommit på plats<sup>11</sup>. Avsaknaden av projekt är också anmärkningsvärt då CCS tekniken nämns som en viktig teknik i EU:s så kallade Strategic Energy Technology (SET) plan<sup>12</sup>.

Projekten Barendrecht, Jämschwalde och Hürth fallerade till stor del på grund av lokal opposition, möjligen accentuerad av en mindre lyckad kommunikation mellan projektägarna och lokalbefolkningen. Sannolikt spelade det också en betydande roll att lagringen i dessa projekt skulle ske i landbaserade reservoarer. Detta kan tyckas ologiskt då både Tyskland och Nederländerna har en mängd underjordiska lager för naturgas, men det visar att det kan vara svårt att förutse hur allmänheten upplever nya tekniker och system. Kort efter att Barendrecht-projektet lades ner så införde Nederländerna också ett tillsvidarestopp för lagring i landbaserade strukturer. Vattenfall framhöll i ett pressmeddelande<sup>13</sup> från 2011 att ett av skälen till beslut om nedläggning av CCS-projektet i Jämschwalde var att den tyska regeringen inte hade antagit EU:s CCS direktiv (EG, 2009), som ger en rättslig ram för miljömässigt säker geologisk lagring av koldioxid. Strax efter Vattenfalls besked om att lägga ner Jämschwalde-projektet (augusti 2012), kom den tyska "CO<sub>2</sub> Storage Act" som stipulerar att beslut om huruvida lagring får ske är upp till varje enskild förbundsstat och, i de fall en förbundsstat

<sup>10</sup> EU kommissionens beslut 3 november 2010; 2010/670/EU. Se

[http://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ner300/documentation\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ner300/documentation_en.htm)

<sup>11</sup> Om man med demonstrationsanläggning avser anläggning av storlek liknande en fullskaleanläggning (i motsats till pilotanläggningar som t.ex. den som Vattenfall uppförde i Schwarze Pumpe).

<sup>12</sup> EU kommissionen: <https://setis.ec.europa.eu/about-setis/set-plan-governance> samt <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan>

<sup>13</sup> Vattenfall: <https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/press-releases/press-releases-imported/uncertainties-with-ccs-law-stop-vattenfall-investment-in-demo-plant/>

tillåter lagring, så ska denna endast vara tillåten vid forskning, pilot- och demonstrationsförsök (GCCSI, Nov 2018).

ROAD-projektet i Nederländerna, med en planerad årlig lagring av 1 miljon ton CO<sub>2</sub> i gasfält i Nordsjön från nybyggt kolkraftverk, utlovades € 330 miljoner i stöd från EU och nederländska regeringen (IEA CCC, 2017). Trots det meddelade Uniper och Engie i Juni 2017 att projektet skulle läggas ner. Orsakerna uppgavs vara det låga utsläppspriset på koldioxid i kombination med osäkra framtidsutsikter för kolkraft i Nederländerna (Bellona pressmeddelande<sup>14</sup>). I oktober samma år kungjorde emellertid en koalition av nederländska partiledare en klimatplan där CCS gavs en stor roll i att minska industrirelaterade utsläpp (inklusive kraftsektorn). Enligt denna ska CCS år 2030 ha nått en nivå som minskar koldioxidutsläppen med minst 20 miljoner ton per år (Bellona pressmeddelande<sup>15</sup>).

I Storbritannien har regeringen två gånger (2007 och 2011) utlyst upphandling av CCS-projekt med utlovat finansiellt stöd. Båda gångerna har finansministeriet valt att inte gå vidare med projekten som avsåg CCS på kraftverk för elproduktion (årlig avskiljning av flera miljoner ton CO<sub>2</sub>/år). Detta främst för att det bedömdes (av finansministeriet) att kostnaderna var för osäkra, att CCS-tekniken ännu inte var kostnadseffektiv och att satsningen per automatik inte skulle leda till fortsatt utveckling och uppskalning av tekniken (National Audit Office, 2017). Se även kapitel 4. Totalt kostade det brittiska regeringen 168 miljoner pund att driva utlysningarna fram tills att dessa lades ner. Kostnaderna för konsumenterna över en 15-års period beräknades uppgå till så mycket som 8,9 miljarder pund räknat från den dag de två CCS-projekten började producera el. Det är dock viktigt att notera att man som en jämförelse också hade beräknat att det skulle kosta 30 miljarder pund extra att nå det nationella klimatmålet 2050 utan CCS. De CCS-projekt som deltog i de två utlysningarna i Storbritannien planerade att lagra den avskilda koldioxiden i reservoarer off-shore (i Nordsjön).

År 2009 lanserade EU-kommissionen ovannämnda stödprogram NER300 och EEPR. NER300 fick en budget på i storleksordningen 2 miljarder euro för att stödja CCS och innovativa förnybara energiprojekt, medan EEPR hade en budget på 1,6 miljarder euro för att stödja CCS och havsbaserade vindprojekt. Vid slutet av 2017 då programmen avslutades hade inga storskaliga CCS projekt utvecklats till kommersiell drift. EEPR-programmet hade då redan betalat ut 424 miljoner euro i stöd till sex CCS projekt, varav fem hade lagts ner och det sjätte var en pilotanläggning i Spanien (däremot har NER300 bidragit med ungefär 1,5 miljarder euro till 38 projekt med förnybar energi). I en nyligen publicerad rapport av Europeiska Revisionsrätten (ER, 2018) uppges att en nyckelfaktor till misslyckandet var det låga utsläppspriset för koldioxid inom EU-ETS, begränsad möjlighet inom NER300 för kommissionen och dess medlemsstater att ta hänsyn till förändrade marknadsförutsättningar samt komplexa beslutsprocesser (se mer om detta i kapitel 4).

Avslutningsvis kan det slås fast att CCS-projekten i Europa har misslyckats framförallt för att det saknats en långsiktig strategi som gjort att investerare vågat ta risken att investera i CCS, inte minst då CCS är en mycket kapitalintensiv teknik. I praktiken innebär detta att kostnaderna för tekniken varit för hög i förhållande till kostnaden att släppa ut koldioxid. Men även bristande acceptans från lokalsamhället har bidragit, i de fall lagringen var tänkt att ske under land samt på grund av osäkra framtidsutsikter för fossilbaserade kraftverk i kombination med kraftig expansion av förnybar elproduktion.

<sup>14</sup> Bellona: <http://bellona.org/news/ccs/2017-06-press-release-the-coal-dinosaurs-bow-out-of-a-low-carbon-rotterdam>

<sup>15</sup> Bellona: <http://bellona.org/news/ccs/2017-10-24057>



## 2.2 Nuläge

Vid utgången av 2018 fanns det arton ”storskaliga”<sup>16</sup> CCS anläggningar i drift globalt och ytterligare fem var under uppförande med förväntad start under 2019 och 2020. Den samlade infångningskapaciteten för dessa tjugotre anläggningar är cirka 37 Mt CO<sub>2</sub> per år. Tabell 1, som har hämtats från den senaste årsöversikten från the Global CCS Institute, ger en översikt över dessa anläggningar (se [www.globalccsinstitute.com/resources/co2re-database-public/](http://www.globalccsinstitute.com/resources/co2re-database-public/)).

Av de 23 anläggningarna i tabellen utgörs 21 av industrianläggningar medan endast två är kraftverk (kol). Fem av anläggningarna har lagring av CO<sub>2</sub> som sitt primära syfte medan övriga injekterar CO<sub>2</sub> i oljefält för ökad oljeutvinning (Enhanced Oil Recovery; EOR). Nio av anläggningarna ligger i USA, fem i Kanada, tre i Kina, två i Norge medan Australien, Brasilien, Saudiarabien och Förenade Arabemiraten har en anläggning vardera. Vid koldioxidlagring i samband med EOR så minskar mängden CO<sub>2</sub> som injekteras över tid eftersom koldioxid följer med oljan upp, separeras och injekteras på nytt. Behovet av externt tillförd CO<sub>2</sub> minskar alltså över tid vilket gör att allt större delar av externt tillförd CO<sub>2</sub> måste injekteras i annan reservoar om sådan finns att tillgå. Vid lagring av koldioxid i tömda olje- och gasfält brukar det framhållas som en fördel att dessa har bevisat sin lagringsförmåga under miljontals år samt att det finns mycket geologisk information som gör att lagrets egenskaper är väldokumenterade.

Tretton av de arton anläggningarna som i dag är i operativ drift fångar in koldioxid från rökgasströmmar som har en relativt hög koncentration av CO<sub>2</sub>, som är fallet vid uppgradering av naturgas, produktion av vätgas eller gödningsmedel. Detta innebär att specifika kostnaden för avskiljning (kr/ton CO<sub>2</sub>) är relativt låg, vilket tillsammans med att den infångade koldioxiden används för ökad oljeproduktion förbättrar ekonomin avsevärt. De två kolkraftverken använder så kallad ”Post-combustion capture” (se avsnitt 3.1.1). En anläggning belägen i Illinois, USA, producerar etanol från majs och är som sådan världens första och enda storskaliga BECCS-anläggning i full drift. En av de operativa anläggningarna utgörs av världens första CCS-anläggning inom järn- och stålindustrin. Där infångas koldioxid med hög renhet som produceras som en biprodukt av den direktreducerande järnprocessen som används vid Emirates Steels stålverk i Abu-Dhabi i Förenade Arabemiraten<sup>17</sup>.

<sup>16</sup> The Global CCS Institute (GCCII) definierar storskaliga anläggningar som kolbaserade kraftverk med infångningskapacitet på minst 800 kton CO<sub>2</sub>/år eller industrianläggningar och övriga kraftverk med infångningskapacitet på minst 400 kton/år. Se GCCSI (2017) [www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects](http://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects).

<sup>17</sup> GCCSI (2017), Global CCS Institute. The Global Status of CCS: 2017.

**Tabell 1.** Översikt över CCS projekt i drift och under konstruktion vid utgången av 2018<sup>18</sup>

Namn på anläggningen (de engelska namnen har behållits)	Land	Start år	Industri	Årlig infångning, Mt/år	Primär lagringsmetod
Projekt i drift					
Terrell Natural Gas Processing Plant	USA	1972	Naturgasuppgradering.	0.4 - 0.5	EOR
Enid Fertilizer	USA	1982	Gödsel	0.7	EOR
Shute Creek Gas Processing Plant	USA	1986	Naturgasuppgradering	7	EOR
Sleipner CO <sub>2</sub> Storage	Norge	1996	Naturgasuppgradering	1	Lagring
Great Plains Synfuels Plant	Kanada	2000	Syntetisk naturgas	3	EOR
Snøhvit CO <sub>2</sub> Storage	Norge	2008	Naturgasuppgradering	0.7	Lagring
Century Plant	USA	2010	Naturgasuppgradering	8.4	EOR
Air Products Steam Methane Reformer	USA	2013	Vätgas	1	EOR
Coffeyville Gasification Plant	USA	2013	Gödsel	1	EOR
Lost Cabin Gas Plant	USA	2013	Naturgasuppgradering	0.9	EOR
Petrobras Santos Basin Oil Field CCS	Brasilien	2013	Naturgasuppgradering	1	EOR
Boundary Dam CCS	Kanada	2014	Kraft	1	EOR
Quest	Kanada	2015	Vätgasproduktion	1	Lagring
Uthmaniyah CO <sub>2</sub> -EOR Demo	Saudiarabien	2015	Naturgasuppgradering	0.8	EOR
Abu Dhabi CCS	Förenade Arabemiraten	2016	Järn/Stål	0.8	EOR
Illinois Industrial CCS project	USA	2017	Etanol	1	Lagring
Petra Nova Carbon Capture	USA	2017	Kraft	1.4	EOR
Jilin Oil Field CO <sub>2</sub> EOR	Kina	2018	Naturgasuppgradering	0.6	EOR
Projekt under uppförande					
Alberta Carbon Trunk Line	Kanada	2019	Gödsel	0.3 - 0.6	EOR
Alberta Carbon Trunk Line	Kanada	2019	Oljeraffinaderi	1.2 - 1.4	EOR
Gorgon CO <sub>2</sub> -Injection	Australien	2019	Naturgasuppgradering	3.4 - 4.0	Lagring
Sinopec Qilu Petrochem CCS	Kina	2019	Kemi	0.4	EOR
Yanchang Demo CCS plant	Kina	2020	Kemi	0.4	EOR

<sup>18</sup> Från the Global CCS Institute, 2018, se [www.globalccsinstitute.com/resources/co2re-database-public/](http://www.globalccsinstitute.com/resources/co2re-database-public/) ).

## 2.3 Svenska punktutsläpp och förutsättningar för CCS och BECCS

### 2.3.1 Anläggningar i handelssystemet

I Sverige är cirka 750 anläggningar registrerade i EU:s handelsregister för utsläppsrätter (EU-ETS). De samlade fossilbaserade utsläppen från dessa är 19,7 Mt CO<sub>2</sub> (år 2016). Figur 2 visar anläggningarnas fossilbaserade CO<sub>2</sub>-utsläpp i kiloton (kton) fördelade per industri (a) och län (b). Siffrorna inom parentes visar antalet anläggningar inom varje kategori som har utsläpp på minst 10 kton. Det bör nämnas att 34 anläggningar (cirka 5 procent av anläggningarna) står för 15,5 Mt (79 procent) av de totala utsläppen, och har utsläpp på mer än 100 kton fossilbaserad CO<sub>2</sub>.

Den största delen av utsläppen från pappers- och massa-anläggningarna är biogena utsläpp, och således inte med i figur 2. De totala utsläppen från de trettionio pappers- och massa-anläggningarna uppgår till 21 Mt (2016), varav 20,5 Mt är biogen CO<sub>2</sub>, där 18 av dessa har utsläpp på över 500 kton/år (dessa data har tagits från Naturvårdsverkets utsläppsregister).

Sveriges stora punktutsläppskällor skiljer sig en del från många andra länders eftersom det i Sverige främst handlar om industrier i stället för kraftverk. Sveriges elproduktion är i huvudsak baserad på vattenkraft, kärnkraft och övrigt förnybart (främst vind och biomassabaserad kraftvärme). Men det är ändå värt att notera att det finns fossila bränslen kvar i de termiska kraftvärmeverken i form av främst kol och naturgas samt betydande fossila andelar i avfallsbränslena.

### 2.3.2 Förutsättningar för CCS och BECCS

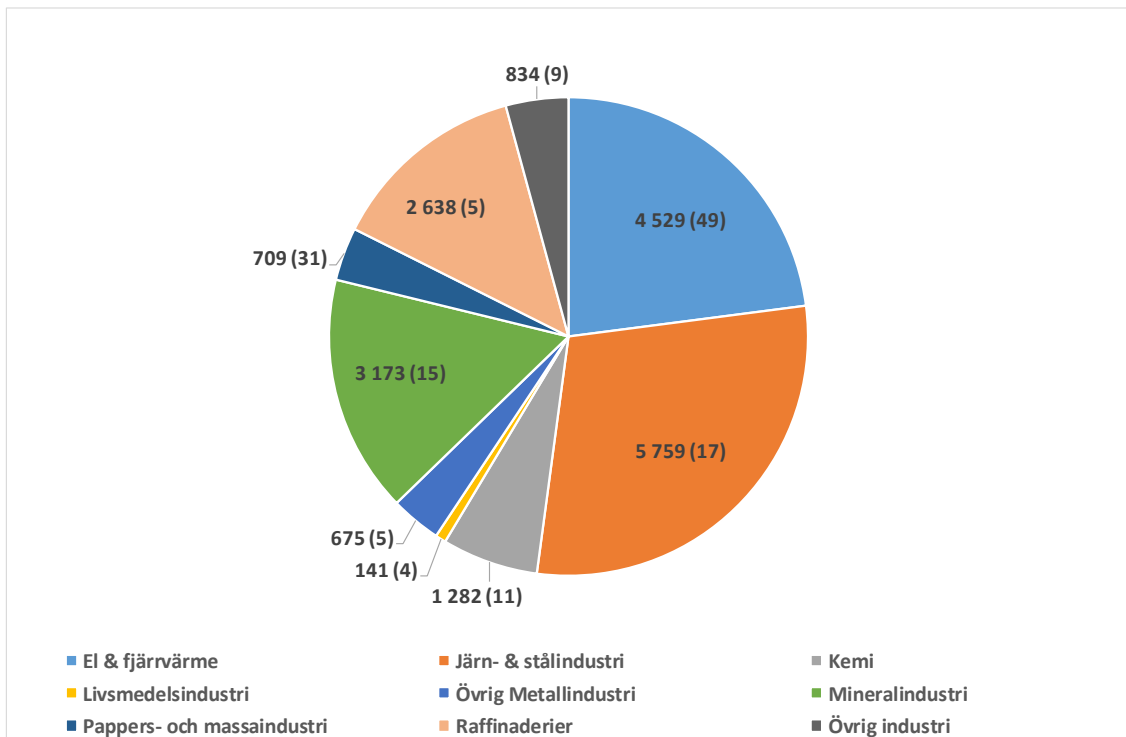
För cement-, kemi- och raffinaderiindustrin pekar allt på att CCS krävs för att uppnå nära nollutsläpp av koldioxid<sup>19</sup>. Det är heller inte självklart hur avfallskraftvärmeverk ska kunna nå nollutsläpp såvida inte fossil plastanvändning försvinner. Ett möjligt sätt att ta tillvara på koldioxiden är med hjälp av CCU (Carbon Capture and Utilization) men för de mängder det är fråga om är det svårt att få avsättning för all koldioxid (annat än om den används som del i bränsle eller kemikalier för att ersätta fossil insatsvara, men där koldioxiden sedan släpps ut till atmosfären igen) och CCU avhandlas inte i denna rapport. Det är också viktigt att påpeka att CO<sub>2</sub> är en kolkälla som måste frigöras från syret för att återgå till en energibärare, vilket kräver stora mängder energi (förluster vid vätgasframställning samt vid framställningen av syntetiskt bränsle eller annan produkt).

Mot bakgrund av det svenska målet om inga nettoutsläpp av växthusgaser år 2045 har flera av de utsläppsintensiva industrigrenarna under de senaste åren antagit handlingsplaner och satsningar med målet att finna strategier för att möta det svenska utsläppsmålet.

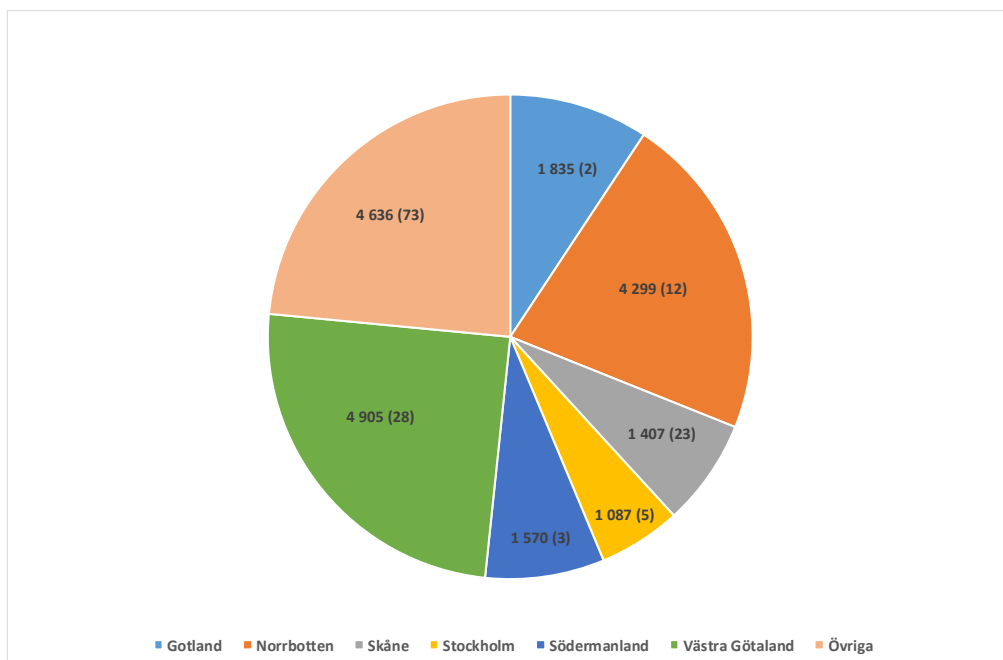
*Järn- och stålindustrin.* Ett konsortium bestående av SSAB, LKAB och Vattenfall har initierat det så kallade HYBRIT-projektet<sup>20</sup> med målet att eliminera insatsen av fossil råvara i ståltillverkning genom att byta ut masugnsprocessen mot vätgasbaserad järnmalmsreduktion. Målet är att ha ett storskaligt demonstrationsprojekt igång år 2035. När denna rapport skrivs hösten 2018 har en förstudie avslutats och ett beslut har tagits att gå vidare i planeringen av en pilotanläggning. I nuläget är alltså CCS inte i fokus för svensk järn- och stålindustri.

<sup>19</sup> Rent teoretiskt skulle det kunna gå att byta till helt biogen råvara för kemi- och raffinaderiindustrierna och CCS skulle då inte krävas men detta skulle innebära krav på stora biomassamängder.

<sup>20</sup> Hybrit: [www.hybritdevelopment.com/](http://www.hybritdevelopment.com/)



a.



b.

**Figur 2:** Fossilbaserade CO<sub>2</sub>-utsläpp från svenska industri- och energianläggningar i kton för år 2016 fördelade per a) industri och b) län. Siffrorna inom parentes visar antal anläggningar med utsläpp  $\geq 10$  kton. Data tagna från Naturvårdsverkets utsläppsregister.

*Cementindustrin.* Cementindustrin, med Cementa i Sverige, har identifierat en utvecklingsväg mot nollutsläpp för cementproduktionen där CCS är en viktig och avgörande del av en portfölj av åtgärder för att uppnå noll nettoutsläpp (inklusive bidrag från karbonatisering under betongens livslängd). Cementproduktionens utsläpp kan delas in i bränsle- respektive processrelaterade utsläpp där de processrelaterade utsläppen endast kan undvikas med infångning av koldioxiden.

*Raffinaderiindustrin.* Preem har identifierat vätgasproduktion, som är en del av raffinaderiprocessen, som lämplig för att tillämpa CCS som utsläppsminskande åtgärd. En ökande användning av biogen råvara till raffinaderiet bidrar till att det krävs ökad vätgasproduktion till processen. Det bör noteras att i en värld som rör sig i enlighet med Parisavtalet – att begränsa jordens uppvärmning till väl under två grader – är raffinaderiernas framtid osäker eftersom det skulle gå åt mycket stora mängder biomassa för att ersätta den fossila råoljan in till alla raffinaderier. En hypotes är att små och medelstora raffinaderier med hög förmåga att tillverka olika produkter (hög komplexitet) har bäst förutsättningar att ställa om genom produktdifferentiering samt övergång till betydande andel biogen råvara in till raffinaderiet. De svenska raffinaderierna (ST1 och Preem) bör ha relativt goda förutsättningar att ställa om och successivt använda ökad andel biogen råvara. På längre sikt kan man tänka sig andra råvaror till raffinaderiet, till exempel någon naturlig kolkälla som kombineras med vätgas från en förnybar energikälla. Ett rimligt antagande är att den fossilbaserade produktionen minskar i takt med ökad elektrifiering av vägtransporter samt att det blir ökad konkurrens om bioråvara, där en viktig raffinaderiprodukt bör bli bränslen till flygsektorn.

Även kemiindustrin och kraftvärmesektorn arbetar med att minska klimatpåverkan. När det gäller kemiindustrin råder en mer komplex bild över vilka åtgärder som finns att tillgå för att nå nollutsläpp, speciellt med tanke på att råvaran nästan uteslutande är av fossilt ursprung. Kraftvärme har en stor andel förnybara bränslen även om betydande mängder av bränslet utgörs av fossil råvara i form av fossilandelen i avfall (jfr. avsnitt 2.3.1).

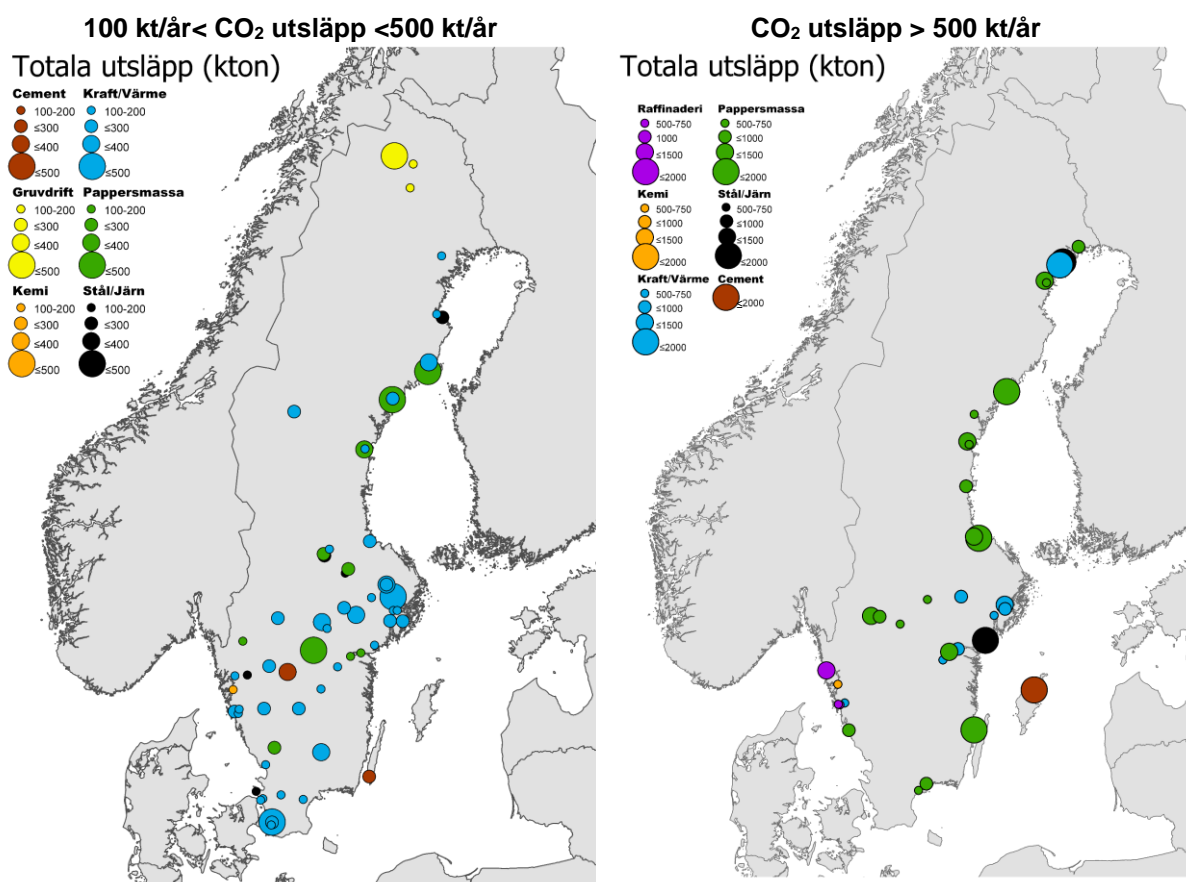
*Implementering av CCS.* Installering av CCS med tillhörande infrastruktur är en kostsam investering och det verkar sannolikt att anläggningarna måste ha en viss storlek för att uppnå rimlig specifik kostnad (kronor/ton avskild koldioxid) och därmed kunna bära investeringen. För industriella källor (i motsats till kraftverk) kan rökgaserna från en enskild anläggning vara fördelad över flera rökgaskanaler (skorstenar) placerad långt ifrån varandra och ha olika sammansättning eller varierande koldioxidhalt. Den specifika kostnaden för infångning kan därför variera mellan utsläppskällorna inom samma anläggning. I andra fall kan det vara för kostsamt att installera CCS-system för att transportkostnaderna för den infångade gasen blir höga. Vad som är en rimlig specifik kostnad kommer bero på hur styrmedel utvecklas (främst EU ETS), hur mycket kunderna värdesätter att en produkt kan göras med ett lågt koldioxidavtryck och om det finns andra klimatneutrala alternativ till produkten.

*Lokalisering av svenska utsläppskällor.* Figur 3 visar lokaliseringen av anläggningar med fossila och/eller biogena utsläpp som överstiger 100 kton/år, där figur 3a visar anläggningar som släpper ut mellan 100 och 500 kton per år och figur 3b visar anläggningar som släpper ut minst 500 kton per år (data för år 2016).

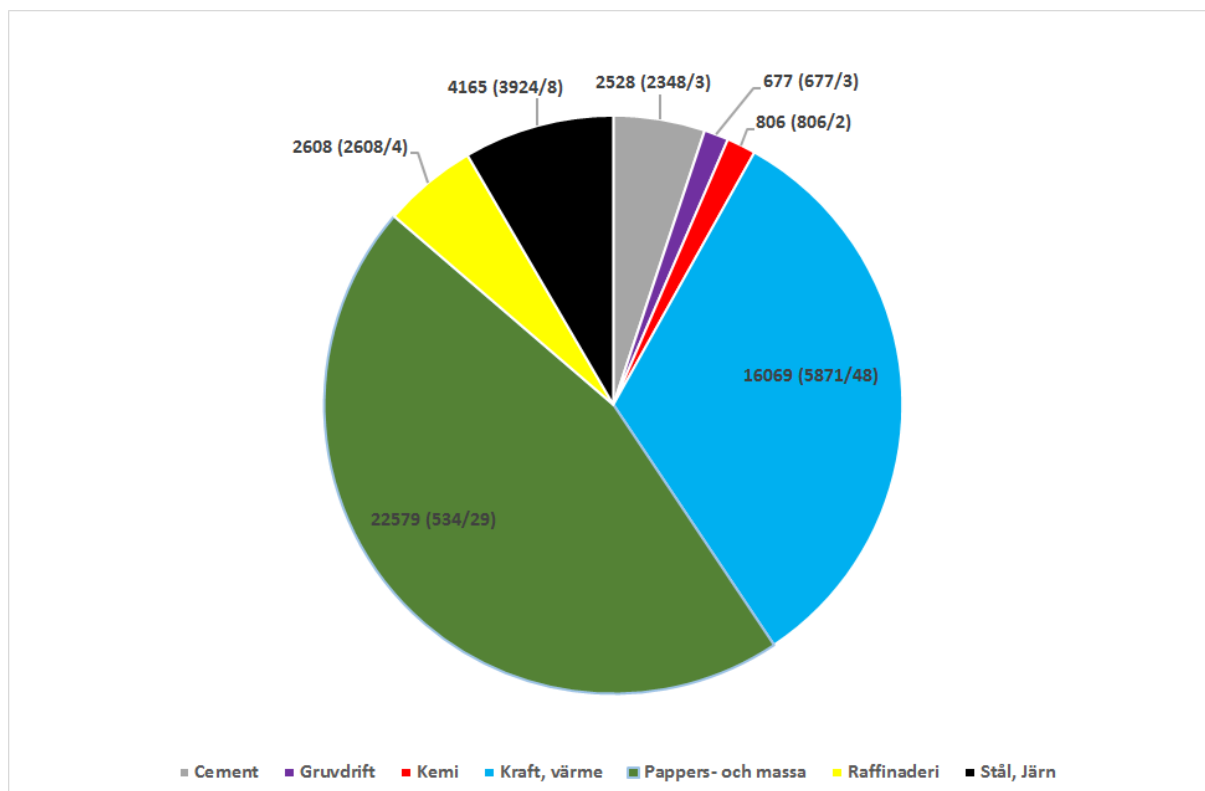
Av figurerna framgår att en stor del av de största utsläppskällorna ligger längsmed kusten. Det bör också noteras att en del av anläggningarna är kraftvärmeverk (blå cirklar) som eldar en blandning av

biomassa och avfalls- och fossilbaserade bränslen. Dessa är lokaliserade i eller i anslutning till tätorter och återfinns därmed både kustnära och i inlandet. Sammantaget uppgår koldioxidutsläppen från de 48 kraftvärmeverken som visas i figurerna 3a och 3b till 16,1 Mt varav 10,2 Mt biogent (data för 2016, siffrorna inkluderar industriell kraftvärme och avviker därför från siffrorna som ges i figur 2). Bland dessa finns ett antal stora och nya kraftvärmeverk som eldar biobränslen (till exempel Stockholm Exergis nya 150 MW biobränsleeldade kraftvärmeverk i Värtan).

Figur 4 visar utsläpp fördelad per industri för samtliga anläggningar som visas i figur 3, det vill säga anläggningar som släpper ut mer än 100 kton/år – fossilt och biogent - totalt 97 stycken. Inom parentes visas den fossila andelen av totalutsläppen samt antal anläggningar inom varje industrigren. Utsläppen från de 97 anläggningarna, vilken typ av industri de representerar samt var i Sverige de är lokaliserade listas i bilaga 1.



**a.** **b.**  
**Figur 3.** Utsläppsskällor i Sverige som släpper ut minst 100 kton fossilt och/eller biogent CO<sub>2</sub>. Utsläppen är totala utsläpp per anläggning (för vissa av anläggningarna är utsläppen uppdelade på flera utsläppspunkter) **a)** visar alla anläggningar som släpper ut mellan 100 och 500 kton CO<sub>2</sub>, totalt 63 anläggningar med samlade utsläpp på 14,5 Mt CO<sub>2</sub> varav 9,3 Mt biogent medan **b)** visar alla anläggningar med utsläpp på mer än 500 kton CO<sub>2</sub>, totalt 34 anläggningar med samlade utsläpp på 35,0 Mt CO<sub>2</sub>, varav 23,4 Mt biogent (där största utsläppet är på 1,9 Mt från Cementas fabrik i Slite). I figur b) finns två raffinaderiutsläpp > 500 kt/år (ST1 och Preem) i Göteborg, men dessa är lokaliserade nära varandra och framträder därför som en punkt på kartan. Data från Naturvårdsverkets utsläppsregister (samtliga siffror för år 2016). <https://utslappisiffror.naturvardsverket.se/>.



**Figur 4.** Fördelning av totala CO<sub>2</sub>-utsläpp i kiloton per industri för de anläggningar som släpper ut mer än 100 kton/år (97 stycken). Inom parentes visas den fossila andelen av totalutsläppen samt antal anläggningar. Data har tagits från Naturvårdsverkets utsläppsregister <https://utslappsisiffror.naturvardsverket.se/>.

Från figur 4 kan man se att kraft- och värmeanläggningar har de högsta fossila utsläppen (5,9 Mt) följt av järn- och stålindustrin med 3,9 Mt fossila samt ungefär 240 kton biogena. Siffrorna för "kraft- och värmeanläggningar" inkluderar industriell kraft- och värmeproduktion (som i statistiken över ETS anläggningars utsläpp definieras som utsläpp från industrin). Kraftvärmeverkens utsläpp är dock fördelade över många fler anläggningar (48) än stålindustrins (8), vilket gör att de enskilda utsläppskällorna är betydligt mindre. Pappers- och massaindustrierna och kraft- och värmeverk har en stor andel biogena utsläpp, med runt 22,0 Mt för pappers- och massaindustrin samt 10,2 Mt för kraft- och värmeverken.

En viktig sak att notera är att i en framtid där det finns ett tillräckligt incitament (styrmedel eller annan marknadsdrivkraft) för att CCS och BECCS skulle implementeras så kommer dessa konkurrera med andra åtgärder som till exempel elektrifiering eller byte av bränsle (där CCS och BECCS knappast kommer ersätta andra åtgärder utan vara en del av en portfölj av åtgärder för att nå noll eller negativa nettoutsläpp). Detta kan innebära att utsläppen för vissa processer minskar i storlek och att avskiljning får tillämpas på mindre utsläpp än dagens. För stålindustrin skulle utsläppen mer eller mindre helt försvinna om ovan nämnda HYBRIT-projekt blir lyckosamt. Det är alltså inte självklart att det är de utsläpp som finns idag som kommer vara föremål för CCS och BECCS. Även andra orsaker kan naturligtvis resultera i att en del utsläppskällor kan ha fallit bort eller tillkommit i en framtid när CCS och BECCS blir aktuellt.

Sammanfattningsvis kan ändå konstateras att de tekniska förutsättningarna för CCS och BECCS är goda i Sverige, inte minst på grund av möjligheter till samordning med Norge när det gäller att etablera en effektiv infrastruktur för transport och lagring. Det bör även finnas samordningsmöjligheter med Finland där det finns betydande kustnära utsläppskällor (längs Östersjön) men för närvarande verkar CCS inte vara högt upp på agendan där.



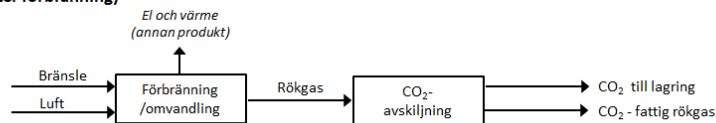
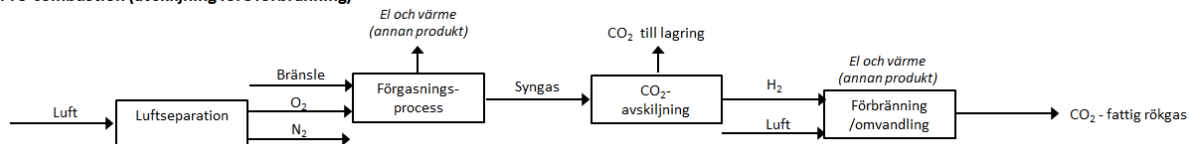
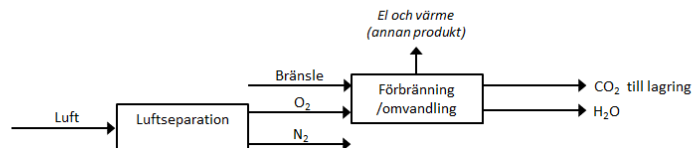
### 3 CCS – avskiljning, transport och lagring

Rökgassammansättningen i skorstenar vid olika typer av anläggningar skiljer sig åt med avseende på koldioxidhalt och andra ingående kemiska komponenter som till exempel svaveloxider och nitrösa gaser. Sammansättningen av den infångade rökgasen beror också på vilken avskiljningsteknik som används. Olika typer av kemiska komponenter i CO<sub>2</sub>-strömmen påverkar inte bara densiteten utan också andra kemiska egenskaper hos den infångade gasen jämfört med ren CO<sub>2</sub> (Se IEA, 2016, DNV GL, 2017, CSLF 2017 för hur koldioxid påverkas av andra gaser som skulle kunna ingå i en CO<sub>2</sub>-ström). Detta är viktigt för efterföljande transport- och lagringssystem, till exempel med avseende på vattenlöslighet (lagring) samt hydratbildning (transport). I bilaga 2 redogörs för koldioxidens egenskaper samt ges en tabell över gränsvärden på i rökgasen ingående föroreningar.

#### 3.1 Avskiljning

Koldioxidinfångning brukar delas in i tre olika metoder; post-combustion (efter förbränning av bränslet/processen), pre-combustion (före förbränning av bränslet/processen) och Oxyfuel-combustion (förbränning i en atmosfär av ren syrgas och återcirkulerad rökgas). Samtliga tekniker går ut på att skapa en rökgas ut från anläggningen som har så hög koncentration av koldioxid som möjligt. Detta då det annars skulle behöva komprimeras mycket större rökgasmängd vilket skulle bli kostsamt. Om all inert kvävgas från luften också skulle komprimeras skulle det dessutom inte vara tillåtet enligt EU:s lagringsdirektiv (EG, 2009) som anger att CO<sub>2</sub> strömmen huvudsakligen ska bestå av koldioxid<sup>21</sup>. De olika processerna illustreras schematiskt i Figur 5. Det bör noteras att endast post-combustion tekniken kan tillämpas på samtliga typer av utsläppskällor. Beroende på process kommer det också att finnas mer eller mindre möjligheter att driva delar av avskiljningsprocessen med restvärme vilket kan sänka kostnaden för avskiljningen. Den specifika kostnaden (kr/ton CO<sub>2</sub>) för avskiljningen minskar med ökad koncentration i rökgasen och med storlek på rökgasflödet.

<sup>21</sup> Direktiv 2009/31/EG: "En CO<sub>2</sub>-ström ska huvudsakligen bestå av koldioxid. Därför får inget avfall eller andra substanser tillsättas i syfte att bortskaffa detta avfall eller denna substans. En CO<sub>2</sub>-ström får dock innehålla spår av substanser som härrör från källan, avskiljningen eller injektionsprocessen samt spårsubstanser som tillsatts för att bistå vid övervakning och kontroll av koldioxidmigrationen."

**Post-combustion (avskiljning efter förbränning)****Pre-combustion (avskiljning före förbränning)****Oxyfuel-förbränning**

**Figur 5.** Schematisk illustration över de tre huvudprinciperna för att fånga in koldioxid från rökgaser. Illustrationen baseras på liknande bild från IEA (2016).

### 3.1.1 Avskiljning efter förbränning – post combustion

Avskiljning efter anläggningen – ”post combustion” – innebär att rökgasen körs genom en reaktor där den ”skrubbas” med kemisk lösning (absorbent) som binder koldioxid vilken sedan frigörs i ett senare reaktorsteg. Fördelen med post combustion-tekniken är att den ansluts efter sista steget i processen vilket innebär att själva industriprocessen eller kraftverket inte behöver modifieras. Troligtvis är det även möjligt att undvika ett långvarigt produktionsstopp under själva uppbyggnaden av avskiljningsanläggningen. Samtidigt så går det åt stora mängder energi i form av värme (ånga) för att separera ut den anrikade koldioxiden från absorbenten (som därefter återcirkuleras), vilket tillsammans med betydande investeringskostnader i ny utrustning utgör merparten av kostnaderna för avskiljningen. Beroende på process kan det finnas tillgång på restvärme i processen som kan driva delar av avskiljningen. Det finns ett antal absorbenter där den vanligaste och mest studerade är baserad på aminlösning (vanligen så kallad monoethanolamin) men det finns en mängd olika typer, till exempel kaliumbaserade som i Benfield-processen<sup>22</sup>.

Post-combustion finns som kommersiellt tillgänglig teknik då grundprocessen använts inom kemiindustrin under många år. Detta innebär att det är den avskiljningsteknik som ligger närmast kommersialisering för tillämpning på svenska utsläppskällor, speciellt eftersom den kan tillämpas på i princip alla utsläppskällor. Tekniken behöver dock anpassas till de aktuella utsläppskällorna och det är därför troligt att den först behöver demonstreras innan en fullskaleanläggning byggs. I dag finns det två stora anläggningar som använder denna teknik; kolkraftverken Boundary Dam i Saskatchewan, Canada och W.A. Parish nära Houston i Texas. Anläggningen i Texas med en elproduktionskapacitet på 240 MWe och årlig infångningskapacitet på 1,4 Mt CO<sub>2</sub> är den hittills största anläggningen i världen som använder post-combustionsteknik.

<sup>22</sup> Processen baseras på att kaliumkarbonat används som ”scrubber” där produkten blir bikarbonat från vilken koldioxiden separeras. Se [http://wiki.olisystems.com/wiki/Benfield\\_process](http://wiki.olisystems.com/wiki/Benfield_process)

### 3.1.2 Avskiljning före förbränning – pre-combustion

Avskiljning före processen – ”pre-combustion” – innebär att kolet i bränslet först tas bort genom en förgasningsprocess eller reformeringsprocess där bränslet omvandlas till koldioxid och vätgas. Koldioxiden kan därefter avskiljas medan vätgasen till exempel kan användas som bränningsgas, bränsle för elproduktion eller som transportbränsle. Fördelen med tekniken är att själva avskiljningen blir mindre kostsam (mindre energikrävande) på grund av att koldioxidhalten i den bildade gasen är relativt hög och under högt tryck. Samtidigt är förgasningsprocessen komplex och för exempelvis i elproduktion krävs gasturbiner som kan eldas med vätgas vilket är en teknik som ännu inte är fullt utvecklad. Det finns dock möjlighet att använda tekniken i industriella processer (som exemplifieras i avsnitt 3.1.7) genom att tillämpa så kallad partial oxidation (POX) för att skapa en syngas från vilken CO<sub>2</sub> kan avskiljas med hjälp av en skiftreaktor. Vid tillämpning på kraftverk fanns det planering och delvis påbörjad konstruktion av en så kallad Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) med koldioxidavskiljning på ett nytt kraftverk i Mississippi (Kemper projektet) men detta projekt lades nyligen (2017) ner och kraftverket eldar istället naturgas. Tekniken tillämpas dock på avskiljning från ett stålverk i Abu-Dhabi där ungefär 0.8 Mt CO<sub>2</sub> fångas in men där koldioxiden används för ökad oljeutvinning (EOR).

### 3.1.3 Oxyfuelavskiljning – oxyfuel-combustion

Vid oxyfuel-combustion sker förbränningen i en blandning av syrgas och återcirkulerad rökgas, vilket medför att rökgasen ut från processen består av vatten, nästan ren koldioxid samt en del inerta gaser (syrgasblandningen innehåller en viss mängd inerta gaser främst i form av argon) som inte har deltagit i förbränningen. Efter att ha kondenserat ut vattnet fås en nästan helt ren koldioxid (beroende på hur ren den använda syrgasen är och graden av föroreningar i bränslet). Fördelen med oxyfueltekniken är att den baseras på kända processdelar och tekniken har testats både i forsknings- och pilotanläggningar. Tekniken användes i Vattenfalls Schwarze Pumpe-anläggning i Tyskland, som med 30 MW termisk effekt får sägas ha varit av industriell skala, även om anläggningen var en ren demonstrationsanläggning utan efterföljande lagring. Tekniken har visat sig fungera väl men processen att framställa syrgas i en luftseparationsanläggning kräver stora mängder el. Luftseparationsanläggningen står för en stor del av investeringskostnaden för avskiljning med oxyfuelteknik. Oxyfueltekniken kan tillämpas på kraftverk och cementindustrin.

### 3.1.4 Övriga tekniker

*Kemcyklisk förbränning:* En intressant variant av oxyfueltekniken är ”chemical looping combustion” (kemcyklisk förbränning). Det innebär att ett syrebärande material används för att transportera syrgas från en luftreaktor till en bränslereaktor där syrebäraren ger ifrån sig syre som reagerar med bränslet. På detta sätt undviks den stora energiåtgång som fås i de övriga avskiljningsteknikerna. Chemical looping combustion baseras på ett så kallat ”dual-bed” system, som är två ihopkopplade fluidiserade bäddar, vilket är en teknik som liknar den indirekta förgasningsteknik som finns utvecklad och testad i industriell skala i GoBiGas-projektet (Thunman m.fl., 2018). Även om en del utmaningar kvarstår att lösa med tekniken så har den för vissa applikationer en betydande potential att minska kostnaden för avskiljningssteget i CCS-kedjan.

*Kalcium looping processen:* Den så kallade kalcium looping processen liknar chemical looping men denna process tillämpas på rökgasströmmen ut från anläggningen, det vill säga avskiljning efter förbränning. Processen består av två reaktorer och går till så att rökgasen leds till en reaktor där

kalciumoxid (CaO) reagerar med koldioxiden (CO<sub>2</sub>) i rökgasen varvid kalciumkarbonat (CaCO<sub>3</sub>) bildas. Kalciumkarbonatet körs därefter in i den andra reaktorn, där den hettas upp så att kalcinering sker och kalciumkarbonatet delas upp i kalciumoxid och koldioxid.

Se GCCSI (2018) för en mer detaljerad översikt över avskiljningstekniker.

### 3.1.5 Karaktäristik på utsläppskällor

Koldioxidhalten i rökgaserna från ett kraftverk eller en industriprocess kan variera från några enstaka procent upp till kanske 30 volymprocent<sup>23</sup>, resterande är kväve och andra inerta gaser.

Processindustrins utsläpp kan samtidigt vara fördelade över flera skorstenar på samma anläggning, där dels mängden CO<sub>2</sub> kan variera, dels CO<sub>2</sub>-innehållet i rökgasen, vilket kan göra att kostnaden för avskiljningsutrustning för alla CO<sub>2</sub>-utsläpp kommer variera inom samma anläggning (Gardarsdottir m.fl., 2017). Rent generellt så kommer specifika kostnaden per ton koldioxid minska med ökad CO<sub>2</sub>-koncentration i ett givet rökgasflöde, medan investerings- och driftkostnaderna ökar på grund av att mer koldioxid i absoluta tal ska hanteras.

Tabell 2 ger en översikt över karaktäristiken på industriella utsläppskällor i Sverige, inkluderande både fossila och biogena utsläpp, som överstiger 500 ktCO<sub>2</sub>/år (jfr figur 3b). Tabellen visar vilka delprocesser de stora punktutsläppen inom respektive industrityp härstammar från, och hur stor andel (%) av utsläppen dessa motsvarar och med vilket CO<sub>2</sub>-flöde (kt/år). Potentiell restvärmetillgång visas också, alltså sådan värme som kan användas för att helt eller delvis driva en koldioxidavskiljningsprocess.

**Tabell 2.** Karaktäristik för svenska utsläpp överstigande 500 ktCO<sub>2</sub>/år (jfr figur 3b) (baserat på Gardarsdottir, m. fl., 2017).

Industri	CO <sub>2</sub> -källa i anläggningen	CO <sub>2</sub> koncentration i rökgas (vol%)	% av anläggningens utsläpp	Volymflöde av CO <sub>2</sub> (ktCO <sub>2</sub> /år)	Källa för restvärme – möjlighet till användning (hög, mellan, låg)
<b>Pappers- och massa</b>	Sodahuspanna	13	75	400–1500	Ångcykel – låg till mellan, påverkan på fjärrvärme
	Kalkugn	20	10–15	50–200	
<b>Olja- och gas (raffinaderi)</b>	Vätgasproduktion (HPU)	24	30	400	Processvärme – Mellan
	Flera skorstenar	8–14	5–30	200–400	
<b>Järn och stål</b>	Kraftproduktion	30	40	600–1800	Ångcykel och processvärme – Mellan, påverkan på fjärrvärme
	Diverse andra utsläppspunkter	20–25	15–20	200–900	
<b>Cement</b>	Kombinerade skorstenar	20	90	1550	Processvärme – Låg till mellan, påverkan på fjärrvärme
<b>Kemi</b>	Kracker, Pannor för processvärme	5–20	80	500	Processvärme – Mellan
<b>Kraft- och värme</b>	Förbränningspanna	10–15	>90	500–800	Låg (förutsatt fjärrvärmeproduktion)

<sup>23</sup> Vissa industriprocesser så som vätgasproduktionen vid raffinaderier kan ge mellan 15% och 50% CO<sub>2</sub> i rökgasen, produktion av ammoniak och gödsel ger närapå ren CO<sub>2</sub>.

Det är troligtvis svårt (för kostsamt) att uppnå 100 procents avskiljningsgrad från de utsläppskällor där man väljer att installera avskiljningsutrustning, snarare är det mer rimligt med en avskiljningsnivå på ungefär 90 procent<sup>24</sup>. I praktiken kan det dessutom bli så att partiell avskiljning tillämpas av kostnadsskäl (det vill säga om drivkraften från styrmedel inte tillåter mer)<sup>25</sup>. Detta kan göras på två sätt, antingen genom att en lägre andel av koldioxiden avskiljs från rökgasströmmen eller, för industriprocesser med flera utsläppspunkter, genom att avskiljning endast görs på utsläppskällor (skorstenar) med högst CO<sub>2</sub>-koncentration. Detta ger då inte nollutsläpp, så vida inte avskiljningen kan kombineras med andra utsläppsminskande åtgärder på samma anläggning. Biomassa som bränsle eller insatsvara i en industriprocess skulle kunna användas för att neutralisera hela eller delar av de fossila utsläppen som är kvar om partiell avskiljning tillämpas. Men i en utsläppsbegränsad värld kommer det bli ökad konkurrens om biomassan vilket innebär att priset på biomassa troligtvis stiger. Kostnaden för att använda biomassa och partiell avskiljning måste vara lägre än att behålla det fossila bränslet och tillämpa full avskiljning.

Sverige har gynnsamma förutsättningar för BECCS vilket visas av Gardarsdottir, m. fl. (2017). Om CCS tillämpas på de industriella utsläppskällorna i tabell 2 – alltså på både biogena och fossila utsläpp – blir kostnaden för att nå nollutsläpp från dessa industrier betydligt lägre än om man skulle avskilja samma mängd endast från fossila utsläppskällor. Värt att notera är att om CCS tillämpas på samtliga svenska utsläppskällor överstigande 500 kt/år – inklusive biogena – så ger detta en minskning av koldioxidutsläpp med över 20 Mt/år, vilket kan jämföras med Sveriges nuvarande totala koldioxidutsläpp på strax över 40 Mt/år och samlade växthusgasutsläpp på 53 Mt/år. En möjlighet kan vara att etablera affärsmodeller där sektorer eller verksamheter som har svårt (höga kostnader) att minska utsläppen kan betala en biogen utsläppare för att neutralisera sådana utsläpp med hjälp av BECCS.

### 3.1.6 Utmaningar för avskiljning på fossila och biogena utsläpp

Carbon Sequestration Leadership Forum<sup>26</sup> (CSLF, 2017) sammanfattar ett antal kända utmaningar som behöver hanteras för att CCS ska nå en storskalig, kommersiell nivå inom den utsläppsintensiva industrin. De mest uppenbara är den höga kostnaden och osäkerheten för investeringar i CCS. Men även att införande av CCS innebär en ökad komplexitet i industriprocesserna med ökad risk, till exempel i form av minskad tillgänglighet. Att utrusta processer med CCS innebär tillämpning av ny teknik som i många fall ännu inte demonstrerats i industriell skala. Kopplat till detta nämner CSLF även att det saknas kunskap om hur olika rökgassammansättningar påverkar avskiljningsprocessen. Erfarenhet finns främst för rökgaser från kraftprocesser. Därför krävs forskning och demonstration av CCS-tekniken för de industriprocesser som är relevanta för koldioxidavskiljning. Det bör dock i närtid gå att demonstrera post-combustion tekniken i relativt stor skala då den, som nämnts ovan, redan är kommersiellt tillgänglig. Ett demonstrationsprojekt kombineras lämpligen med forskning för att maximera erfarenheterna från demonstrationsprojektet. När de tekniska förutsättningarna för att utrusta en industriprocess eller ett kraftvärmeverk med post-combustion-avskiljning är klargjorda, bör

<sup>24</sup> Det bör noteras att själva avskiljningsprocessen ökar anläggningens totala bränsle-användning (förutsatt samma produktionskapacitet) på grund av energiåtgången för avskiljningen, där ökningen beror på mängden restvärme som finns i processen för att driva avskiljningen.

<sup>25</sup> Naturligtvis kommer investering i avskiljning styras av den totala kostnaden för hela CCS kedjan samt kostnaden för andra utsläppsminskande åtgärder, där den totala kostnaden ställs i relation till styrmedel eller andra drivkrafter för att minska utsläppen.

<sup>26</sup> Carbon Sequestration Leadership Forum är en sammanslutning av 26 länder som alla har intresse i CCS frågan, inklusive EU samt i våra närområden; Norge, Storbritannien, Tyskland, Nederländerna och Polen.

det relativt omgående genomföras i fullskala. När den första anläggningen som tillämpar hela kedjan är i drift kan det bli svårare att motivera att driva samma typ av anläggningar utan avskiljning.

### 3.1.7 Exempel på avskiljningstekniker för olika typer av svenska utsläppskällor

Nedan exemplifieras hur koldioxidavskiljning kan tillämpas på de vanligaste punktutsläppskällorna i Sverige (de som listas i tabell 2). Det bör påpekas att *de processbilder som visas i figurerna 6-9 är mycket förenklade och endast utgör exempel*. Om det uppstår tillräckliga drivkrafter för att implementera CCS kommer troligen även andra åtgärder att genomföras som kan påverka tillämpningen av CCS, samtidigt som nya processlösningar och innovationer kan uppkomma.

*Cementtillverkning.* Cementindustrins koldioxidutsläpp står för ungefär 5 procent av de svenska växthusgasutsläppen. Ungefär 60 procent av dessa koldioxidutsläpp kommer från kalcineringsprocessen där kalciumkarbonat (kalksten) omvandlas till kalciumoxid. Resterande 40 procent kommer från det bränsle som åtgår för reaktionsvärme (endoterm reaktion) och uppvärmning av roterugnen där sintringen av kalciumoxid till klinker sker.

Figur 6 visar förenklade processscheman för tre sätt att avskilja koldioxid från cementtillverkningsprocessen. Post-combustion tekniken, som visas i figur 6a, använder en absorbent i form av till exempel en aminlösning eller ammoniaklösning ("chilled ammonia processen"), men man kan även använda till exempel membran för koldioxidseparationen. Enligt Voldsund m.fl. (2019) och Gardarsdottir m.fl. (2019) är avskiljningen från rökgasen (post-combustion) tekniskt enklare för befintliga anläggningar, jämfört med en integrering av avskiljningsutrustning i en ny process, vilket kan göras genom att tillämpa oxyfuel (som visas i 6b) eller en kalcium looping teknik. Gardarsdottir m.fl. betonar också att val av avskiljningsteknik kommer bero på anläggningsspecifika förutsättningar såsom tillgång till restvärme, om det finns ånga att tillgå för processen, omgivande elsystems sammansättning, tillgängligt utrymme samt hur fabriken ligger till i investeringscykeln. I dagsläget har Cementa och dess norska systerbolag Norcem kommunicerat CCS som en del av en portfölj av åtgärder för att nå noll nettoutsläpp från cementtillverkningen.

Förutom avskiljning av koldioxiden med "konventionell" CCS-teknik kan elektrifiering bidra till kraftiga utsläppsminskningar från cementindustrin. Elektrifiering har utretts inom 'CemZero' projektet (Wilhelmsson m.fl., 2018). Figur 6c visar en möjlig process, där plasmabrännare ersätter bränsle till både kalcineringsreaktorn och roterugnen. Här används recirkulering av koldioxid från kalcineringsreaktionen som plasmabildande gas i stället för luft. Processen har därmed potential att bli helt fossilfri, samtidigt som en mycket hög koncentration av koldioxid i rökgaserna erhålles ut ur anläggningen vilket underlättar infångning och rening av koldioxiden ur rökgaserna. Wilhelmsson m.fl. (2018) bedömer att elektrifiering enligt denna princip ger lägre avskiljningskostnad än post-combustion med aminer. Man bedömer vidare att en elektrifierad process ger ungefär en fördubbling av produktionskostnaden för cement jämfört med dagens teknik.

*Ståltillverkning.* Ungefär 12 procent av Sveriges växthusgasutsläpp kommer från järn- och stålindustrin. Primär ståltillverkning från järnmalm sker genom masugnsprocessen ("blast furnace route") vid anläggningar i Oxelösund och Luleå. Kol används huvudsakligen som reduktionsmedel i masugnen men även för energitillförsel. Utgående masugnsgas är en reducerande gas bestående av kolmonoxid, väte och koldioxid. Masugnsgasen förbränns i pannor (så kallade "hot stoves" eller

”cowpers”) som försörjer masugnen med het blästerluft (”hot blast”) samt i ett kraftvärmeverk som levererar processvärme för olika processenheter samt el till stålverket.

Figur 7 exemplifierar tre olika vägar att avskilja koldioxid från primär ståltillverkning. Avskiljning är principiellt möjligt vid fyra olika skorstenar, så som visas schematiskt i figur 7a: Avskiljning kan göras från pannorna, koks- och kalkugnarna samt efterföljande kraftvärmeverk. Avskiljning från samtliga dessa fyra skorstenar skulle motsvara en reduktion av koldioxidutsläppen med upp till 80 procent<sup>27</sup> av anläggningens totala utsläpp. En mer processintern avskiljning av koldioxid från masugns gasen innan förbränning i kraftvärmeverk och i pannorna (figur 7b) skulle ge en minskning av utsläppen med 30-40 procent. Att avskilja från masugns gasen har fördelen att där råder ett relativt högt CO<sub>2</sub>-partialtryck vilket underlättar absorptionen i första avskiljningssteget i post-combustion processen (Sundqvist m.fl., 2018). Dessutom ökar CO<sub>2</sub>-avskiljningen masugns gasens värmevärde, vilket kan leda till en effektivare användning av bränsle inom stålverket (Sundqvist m.fl., 2018). Recirkulering av masugns gasen som reducergas (”top gas recycling”) med koldioxidavskiljning är ytterligare en möjlighet och har undersökts av ULCOS-konsortiet<sup>28</sup> (figur 7c). Denna teknik kräver ombyggnad av masugnen, men kan ge 55 – 60 procent minskning av utsläpp från masugnen. En alternativ tillverkningsprocess för primärstål via smältningsreduktion (”melting reduction”) som har tagits fram i ULCOS-konsortiet och testats med framgång i pilotskala är HIsarna som möjliggör 80 procents utsläppsminskning. I Europa finns det också några få stålverk som har så kallade schaktugnar för direktreduktion av malm till järnsvamp (DRI)<sup>29</sup>. Dessa ugnar använder reducergas utvunnen ur naturgas och det skulle passa väl att tillämpa CCS på dessa. Sekundär ståltillverkning behandlas inte här då det inte är aktuellt för CCS. Som nämnts i avsnitt 2.3.2 så prioriteras inte CCS för svensk stålsektor i nuläget, utan satsningen sker främst på stålproduktion baserad på vätgas från elektrolys i HYBRIT-projektet. Man kan för stålverk eventuellt även tänka sig tillämpning av pre-combustion genom partiell oxidation (POX) som beskrivs nedan för raffinaderier.

*Raffinaderier.* Raffinaderier står för 5-6 procent av Sveriges växthusgasutsläpp. Utsläppen härrör från förbränning av raffinaderigas och naturgas för att skapa processvärme till råoljedestillation och de olika destillationsstegen. Koldioxidutsläppen är fördelade på olika skorstenar över hela anläggningen (jfr tabell 2) med koldioxidkoncentrationer i intervallet 8 – 24 volymprocent. Vätgasenheten (HPU) ger högst koncentration på cirka 20-24 volymprocent CO<sub>2</sub>. Den relativt höga koncentrationen beror på att CO<sub>2</sub>-rik restgas (”purge gas”) från en så kallad Pressure Swing Absorption (PSA) anläggning förs tillbaka till brännaren. På grund av den betydande mängden och höga koncentrationen från HPU:n ger avskiljning från denna enhet lägst specifik kostnad. Figur 8a ger en förenklad processbild för avskiljning från en HPU för ett koncept som planeras att testas i pilotskala med aminlösning på Preems raffinaderi i Lysekil. Tillämpat i fullskala skulle detta koncept avskilja ungefär 0,5 Mt CO<sub>2</sub> per år från raffinaderiet i Lysekil vilket motsvarar ungefär 30 procent av raffinaderiets nuvarande utsläpp på 1,6 Mt CO<sub>2</sub>. En annan möjlighet är att oxyfueltekniken tillämpas på de olika förbränningsprocesserna för uppvärmningen av olika processteg i raffinaderiet, vilket exemplifieras i figur 8b. Det är dock tveksamt om detta kan konkurrera med andra möjliga förändringar som kan göras i raffinaderiprocessen. Figur 8c visar hur pre-combustion skulle kunna tillämpas i raffinaderier, där raffinaderigas/naturgas oxideras i så kallad partial oxidation (POX) för att skapa en syngas bestående av H<sub>2</sub>, CO och CO<sub>2</sub> som med hjälp av en skiftreaktor kan skiftas till att bestå av nästan enbart H<sub>2</sub> och CO<sub>2</sub>. Därefter kan CO<sub>2</sub> avskiljas genom PSA eller amintvätt, där den erhållna vätgasen

<sup>27</sup> Att siffran är lägre i tabell 2 beror på att den endast inkluderar utsläppskällor om minst 500 kton CO<sub>2</sub> per år.

<sup>28</sup> ULCOS = Ultra-low CO<sub>2</sub> steelmaking.

<sup>29</sup> I Sverige tillverkas järnsvamp av Höganäs AB i den så kallade Höganäsprocessen, men då som järnpulver för olika applikationer (ingen schaktugn, utan koks som reducermedel). Detta är dock i mindre skala ~ 300 kt stål/järn produkter.

kan användas såväl i de olika omvandlingsstegen av oljeprodukter som till bränningsgas för processvärme. Notera att POX sker vid höga temperaturer där en stor del av processvärmen kan utvinnas i form av ånga. POX tillämpas idag inom petrokemisk industri för produktion av syntesgas (t.ex. i Stenungssund där ungefär 1 TWh råolja eldas i POX-reaktor).

*Förbränningsanläggningar.* Rena förbränningsanläggningar används i kraftvärmeprocesser för el- och fjärrvärmeproduktion (inklusive avfallskraftvärmeverk) samt i pappers- och massabruk där sodahuspannorna utgör de klart största punktutsläppen (biogena utsläpp). Det bör noteras att i en framtid med stora mängder förnybar el med ökad elektrifiering (varierande och lägre elpriser) kan användningen av biomassa komma att ändras och därför kan de biogena utsläppen komma att ändras. De fossila utsläppen från kraftvärme står för cirka 9 procent av Sveriges totala växthusgasutsläpp, där en betydande del kommer från avfall, energitorv och fossila bränslen såsom olja och naturgas (kol är på väg att fasas ut). Det är dock tveksamt om olje- och naturgaseldade kraftvärmeverk kommer finnas kvar när CCS kan komma att implementeras i större skala (möjligen kan naturgas finnas kvar). Förbränningsanläggningarna har vanligtvis en skorsten per panna.

Inom ramen för de CCS-projekt som tidigare genomförts inom kraftindustrin har både avskiljning efter förbränning (figur 9a) och oxyfueltekniken (figur 9b) testats i industriell skala (Boundary Dam-projektet tillämpar post-combustion och Vattenfall demonstrerade oxyfueltekniken på Schwartz Pumpe). I nuläget diskuteras även att använda den så kallade Hot Potassium Carbonate (HPC) processen (se Hetland och Christensen, 2008) där en lösning av het kaliumkarbonat (60–120°C) används som kemisk absorbent (det finns även varianter av denna process, se till exempel Zhang m.fl., 2014). HPC-processen, också känd som Benfield-processen, arbetar med höga tryck (10–120 bar) och används kommersiellt inom bland annat olje- och gasindustrin för uppgradering av gas, vanligen när både koldioxid och svaveldioxid ska avskiljas. HPC-processen planeras att långtidstestas (5 000 h) på en mindre testanläggning på ett bioeldat kraftvärmeverk tillhörande Stockholm Exergi, alltså ett BECCS-projekt.

Som nämnts i avsnitt 3.1.4 har chemical looping-processen en potential att minska energiåtgången för avskiljningen, men det krävs utvecklingsarbete innan tekniken kan kommersialiseras, speciellt för fastbränsletillämpning. Uppskattningar av kostnaden för processen som ges i litteraturen ger ett betydande kostnadsspann (se t.ex. Lyngfelt och Leckner, 2015, Cabello m.fl., 2018) och det behövs ytterligare studier för att bestämma när tekniken kan vara intressant och till vilken avskiljningskostnad. Tekniken har också föreslagits som en möjlighet att fånga in CO<sub>2</sub> vid vätgasproduktion (till exempel i ett raffinaderi) genom att integrera ångreformeringsprocessen (Rydén och Lyngfelt, 2006, Stenberg m.fl., 2018).

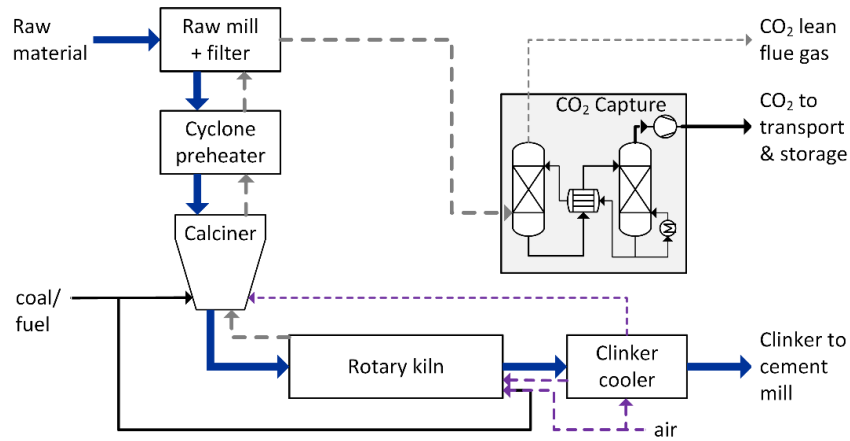
Förkortningar i figurerna 6-8.

ASU	Air Separation Unit	CPU	CO <sub>2</sub> Compression and Purification Unit
BFG	Blast Furnace Gas	HPU	Hydrogen Production Unit
BOF	Basic Oxygen Furnace	POX	Partial Oxidation
BOFG	Basic Oxygen Furnace Gas	SCR	Selective Catalytic Reduction
CDU	Crude Distillation Unit	VDU	Vacuum Distillation Unit
CHP	Combined Heat and Power	WFGD	Wet Flue Gas De-sulphurization
COG	Coke Oven Gas		

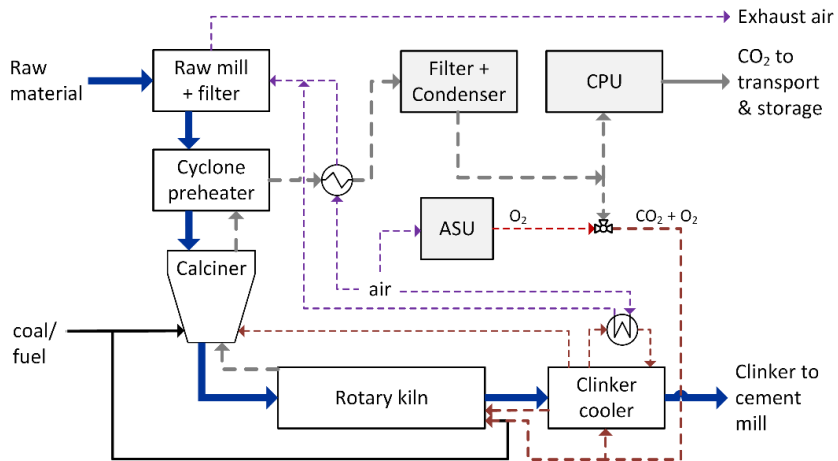


## Cementanläggning

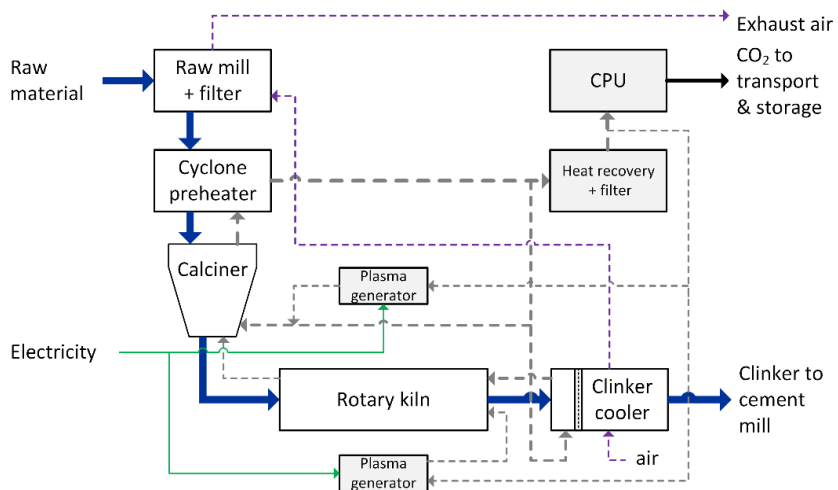
Post-Comb capture (MEA, NH<sub>3</sub>, membranes)



a.

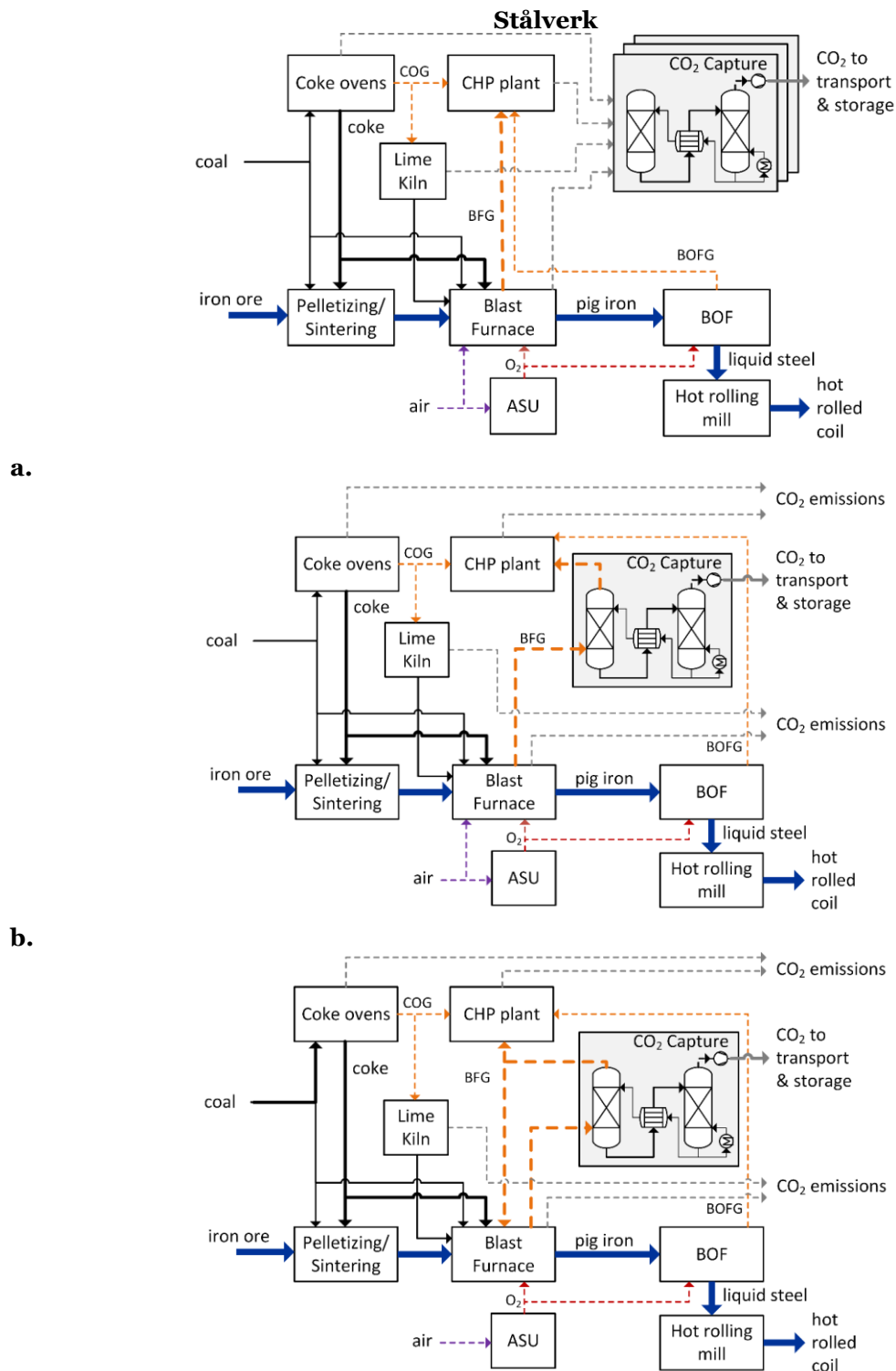


b.



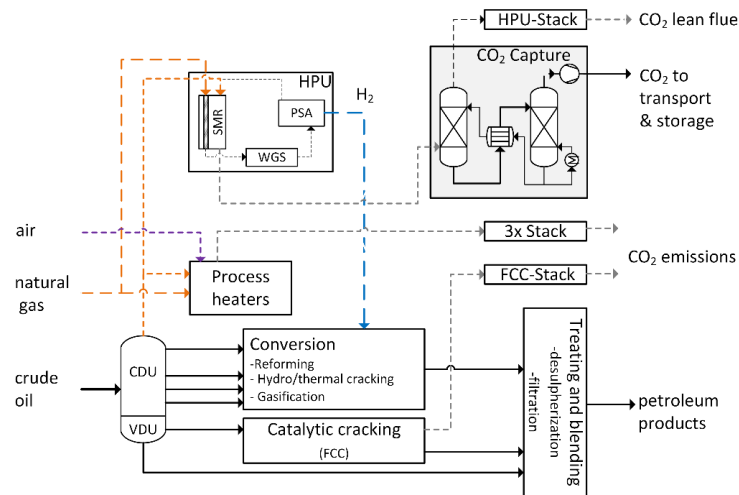
c.

**Figur 6.** Förenklade processchema för koldioxidavskiljning från cementtillverkning: a) avskiljning efter förbränning genom post-combustion (t.ex. aminlösning); b) oxyfuelavskiljning; c) elektrifiering av processvärme med koldioxid som plasmabildande gas.

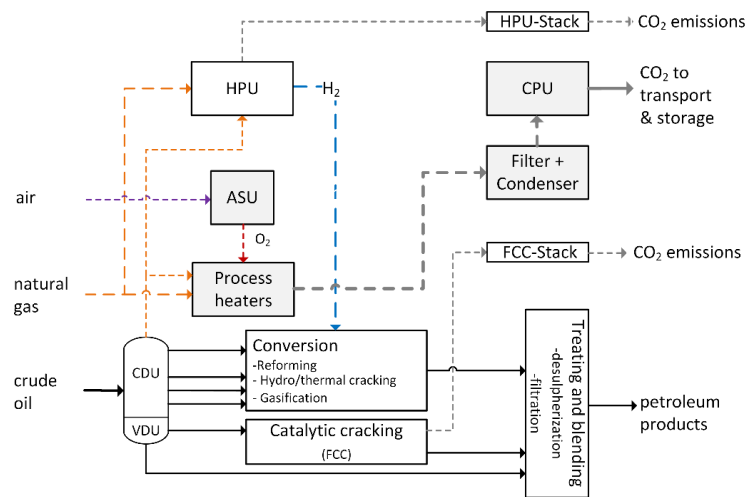


**Figur 7.** Förenklade processchema för koldioxidavskiljning från primär ståltillverkning: a) avskiljning från de direkta utsläppen genom post-combustion – detta kräver troligtvis flera avskiljningsanläggningar; b) avskiljning från masugnsgasen (BFG) genom post-combustion, dvs avskiljning innan masugnsgasen skickas till kraftverk och hetpannorna; c) avskiljning från recirkulerad masugnsgas genom post-combustion.

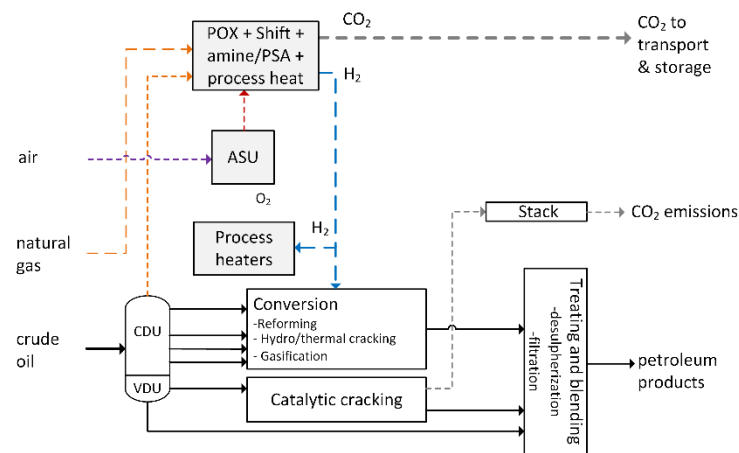
## Raffinaderi



a.

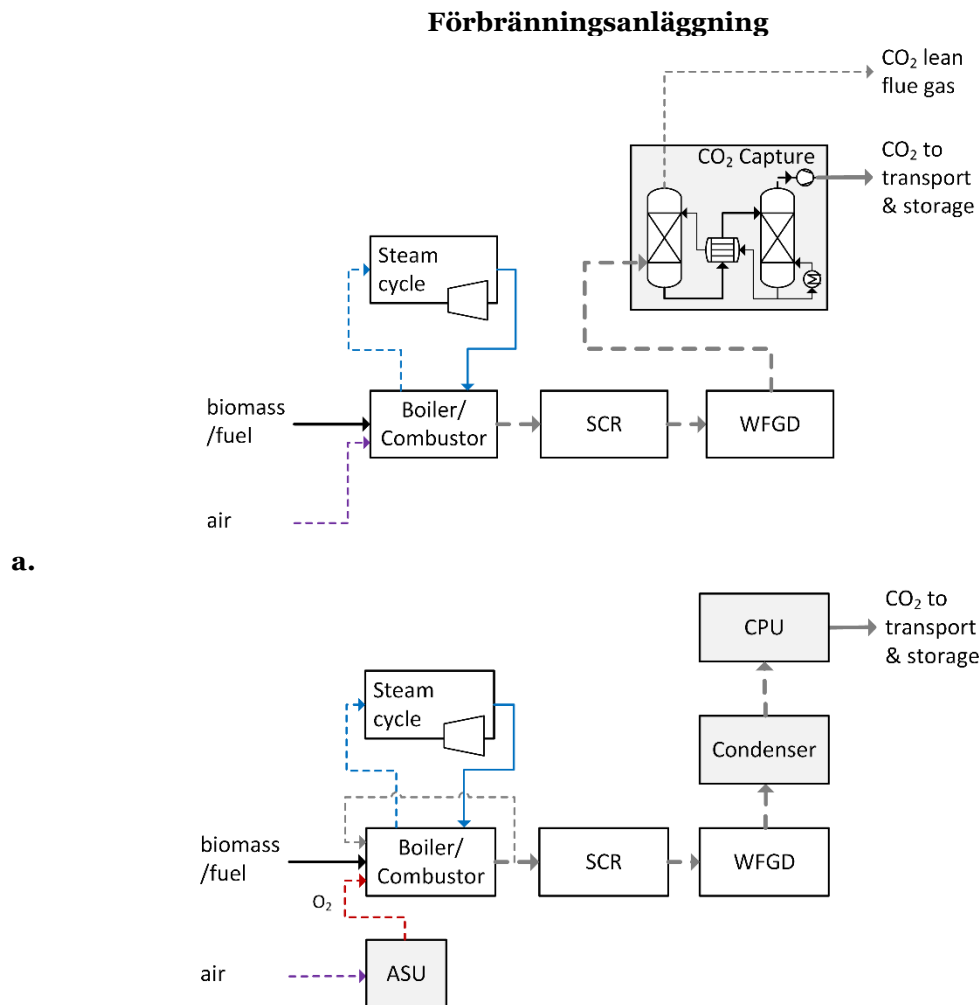


b.



c.

**Figur 8.** Förenklade processchema för koldioxidavskiljning från ett raffinaderi av den typ som finns i Lysekil: a), post-combustion på vätgasenheten (HPU), b), oxyfuelavskiljning vid förbränning av raffinaderigas/naturgas för processvärme och c), pre-combustion av raffinaderigas och naturgas genom partiell oxidation i (POX) med efterföljande CO<sub>2</sub> avskiljning för produktion av vätgas där vätgasen kan användas i de olika omvandlingsstegen av oljeprodukter eller som bränsle för processvärme.



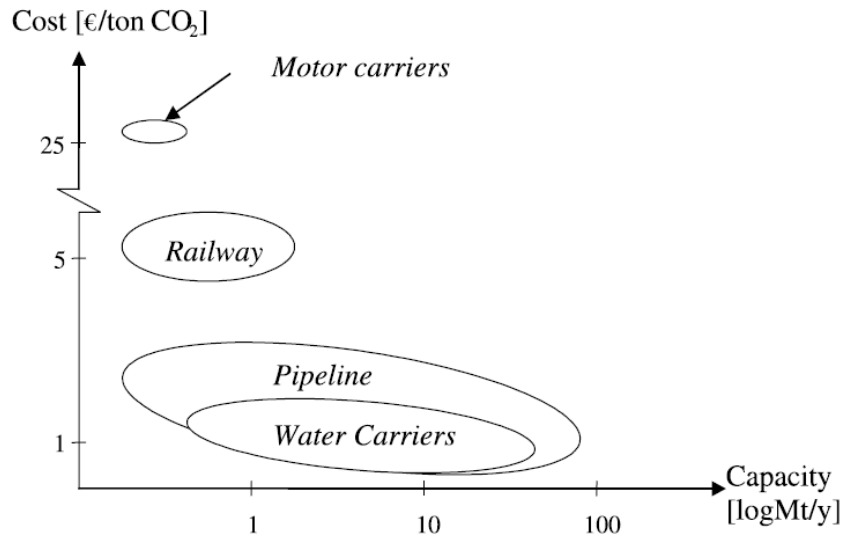
**Figur 9.** Förenklade processcheman för koldioxidavskiljning från förbränningsanläggningar (kraftvärmeproduktion och i pappers- och massabruk): a) post-combustion (t.ex. aminlösning); b) oxyfuelavskiljning.

## 3.2 Transport

Transport av koldioxid med lastbil<sup>30</sup>, tåg, båt och pipeline har skett under många år. Med lastbil, tåg och båt sker det främst inom livsmedels- och bryggeribranschen och varje enskild transport gäller betydligt mindre volymer än vad som är aktuellt i CCS- och BECCS-tillämpningar.

Svensson m.fl. (2005) jämförde kostnaderna mellan samtliga transportslag för volymer som skulle kunna vara relevanta i CCS sammanhang och för en sträcka på 250 km. Investering i nödvändig infrastruktur ingår, men inte kostnader för mellanlager. Resultaten visas i figur 10 från vilken det syns att kostnaderna för transport med lastbil är avsevärt högre jämfört med övriga transportsystem. Men även tågtransport ger betydligt högre kostnad än båt och pipeline. När det gäller CCS kan transport med lastbil och tåg komma ifråga för mindre volymer över kortare sträckor. Till exempel så hade Vattenfall planer på att transportera koldioxid från sin pilotanläggning Schwarze Pumpe i Tyskland till lagring i ett gasfält med lastbil (Strömberg m.fl., 2009). Även Fortum Oslo Varme (en av anläggningarna inom det norska CCS projektet, se nedan) har beslutat att använda lastbil för transporten av koldioxid från anläggningen i Klemetsrud i Oslo till hamn (Atkins 2018, OED 2016).

<sup>30</sup> I form av tankbil med tryckkärl av lämpligt tryck och temperatur (se avsnitt 3.2.2).



**Figur 10.** Jämförelse av ungefärlig transportkostnad (inklusive investering) för koldioxid (€/ton) för olika transportslag ("Motor carriers" avser lastbil). Från Svensson m.fl. (2005). Illustrationen är principiell och ger endast indikationer av kostnader för en tänkt transportsträcka av 250 km. En mer exakt jämförelse mellan pipeline- och båttransport visas i figur 11.

Båttransport är flexibelt och passar därmed i en uppbyggnadsfas innan det är känt hur många anläggningar som kommer tillämpa CCS. Båttransport passar också för transport över längre sträckor då kostnaden inte beror så mycket på transportavståndet. Pipelines (transport i rör) är främst attraktivt för stora volymer och över kortare sträckor. Eftersom lagringen troligtvis kommer ske i havsbaserade reservoarer (se avsnitt 3.3) så kommer transport till kusten, om den inte kan ske med pipeline, kräva transport med lastbil eller tåg. Det är oklart för vilka volymer detta är praktiskt genomförbart och hur en sådan logistik skulle se ut. Det behövs även ett mellanlager i likhet med båttransport. I USA där stora mängder koldioxid injekteras i oljefält för att öka oljeproduktionen finns det totalt 7 600 km landbaserade pipelines som årligen fraktar cirka 68 Mt koldioxid. Det finns endast en offshore CO<sub>2</sub> pipeline i drift, nämligen den cirka 150 km långa ledningen som sedan 2008 transporterar cirka 0.7 Mt CO<sub>2</sub> årligen från Melkøya till gasfältet Snöhvit i Barentshavet där koldioxiden lagras permanent (CSLF, 2017).

### 3.2.1 Jämförelse mellan pipeline- och båttransport

Skillnaden i specifik kostnad mellan båt- och pipelinetransport beror främst på transportvolym (ton/år) samt längd (km). För pipelinetransport domineras kostnaden av kapitalkostnad medan driftkostnaden är låg medan det omvända gäller för båttransport. Figur 11 jämför kostnaden mellan båt- och pipelinetransport för olika transportvolymer som funktion av transportsträcka och har tagits från Kjärstad m.fl. (2016). Kostnaderna inkluderar förbehandling av koldioxiden (kompression eller kryogen förvätskning), mellanlager för båttransporten vid utskleppningshamn och lossningsboj vid lagringsplatsen, nödvändig utrustning på havsbotten vid lagringsplatsen inklusive brunnhuvuden. Kostnaden för borrning av injektionsbrunnar har *inte* inkluderats.

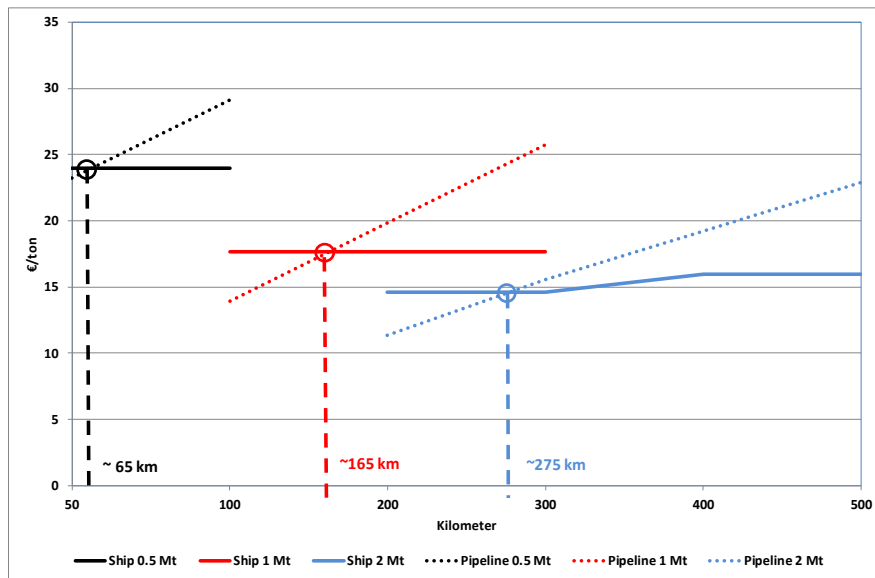
Från figur 11 kan det utläsas att ju större volym koldioxid som fraktas desto längre transportsträcka fordras för att båttransport ska vara konkurrenskraftigt gentemot pipelinetransport. Om till exempel 1 Mt koldioxid fraktas årligen så ger pipelinetransport lägre kostnad än båt upp till cirka 165 km transportlängd vilket ökar till cirka 275 km om volymen höjs till 2 Mt per år (se figur 11a). Figur 11

visar också att kostnaden för båttransport endast är svagt beroende av transportsträcka. De mindre ökningarna vid vissa avstånd indikerar att ytterligare en båt har anskaffats för att klara volymen/sträckan.

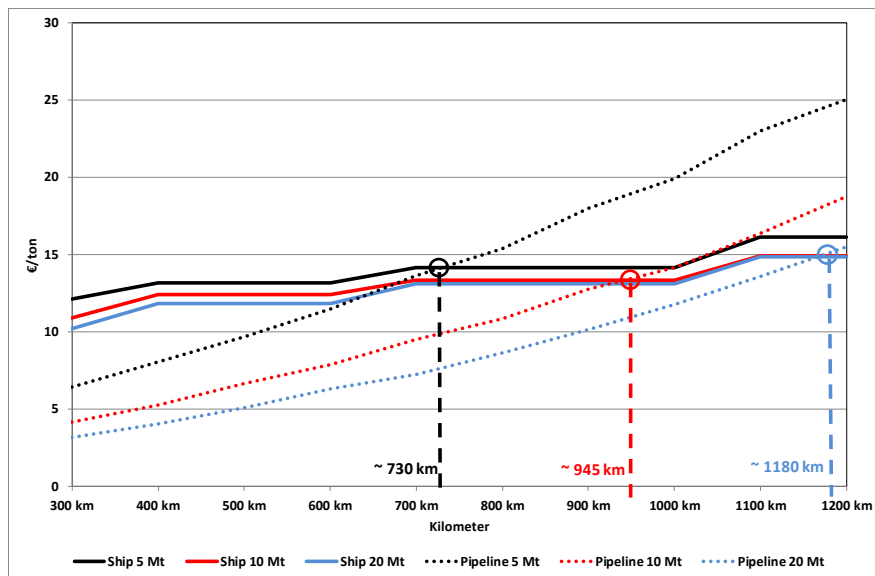
Båttransport bör vara speciellt intressant i en utbyggnadsfas av CCS då systemet kommer bestå av CO<sub>2</sub>-volymen från enskilda spridda källor i kombination med relativt stora transportavstånd. De svenska utsläppskällorna är betydligt mindre än de som var aktuella när Vattenfall arbetade med CCS, då ett enda brunkolskraftverk kan ha utsläpp på 10 Mt/år eller mer (det finns kolkraftverk i Europa som släpper ut runt 30 Mt/år men som består av många kraftverksblock, till exempel Niederaussen i Tyskland och Belchatow i Polen). Som tidigare framgått av figur 3, är den största källan i Sverige på 1,9 Mt CO<sub>2</sub>/år och endast 8 av de fossila utsläppskällorna överstiger 500 kton/år. Denna skillnad är den främsta anledningen till att transportkostnaderna för CCS på svenska utsläppskällor blir betydligt högre än för stora kolkraftverk.

Att många av de större svenska utsläppskällorna ligger kustnära (se figur 3) får i detta sammanhang sägas vara gynnsamt eftersom det förenklar en uppbyggnad av ett transportsystem. Allteftersom fler utsläppskällor ansluter sig till ett CCS-system kan man tänka sig landbaserade pipelines från enskilda anläggningar till en uppsamlingscentral (en ”hub”) för vidare transport till lagringsplatsen med båt eller pipeline.

På några ställen kan det möjligtvis vara kostnadseffektivt att redan i ett tidigt skede använda pipeline, till exempel från västkusten till lagring i Skagerrak-regionen eller Nordsjön samt – särskilt om lagring kan ske i svensk del av Östersjön – i området kring SSAB:s anläggning i Oxelösund och Cementas Slite-anläggning (NORDICCS, 2016, SGI, 2017, Kjärstad m.fl., 2014).

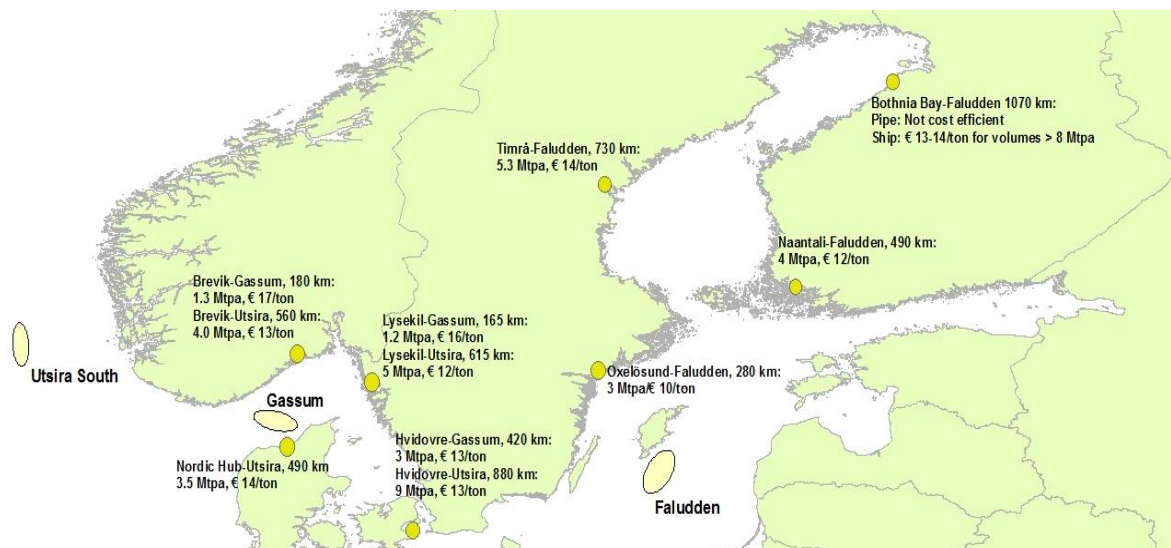


a.



b.

**Figur 11.** Jämförelse av transportkostnad för CO<sub>2</sub> (€/ton) som funktion av årlig transportvolym och sträcka för båt- respektive pipeline. I Figur 11a visas volym mellan 0,5 och 2,0 Mt per år medan i figur 11b visas volym mellan 5 och 20 Mt per år. Båtstorleken har satts till max 40 000 m<sup>3</sup> (dvs flera båtar vid behov) medan båtens hastighet sattes till 12 knop. Lastningstiden antogs till 16 timmar medan lossningstiden sattes till 54 timmar. Koldioxidens densitet sattes till 1.15 ton/m<sup>3</sup>. För övriga detaljer se Kjærstad m.fl. (2016).



**Figur 12.** Kartan visar den volym (och motsvarande kostnad) vid vilken transport av CO<sub>2</sub> i pipeline ger lägre kostnad än motsvarande transport med båt från några valda centrala hamnar till olika lagringsplatser. Avstånden mellan dessa visas också. Kartan visar även motsvarande hamnar i Finland eftersom betydande samordningsvinster kan uppnås genom större volym. De inritade utbredningarna av lagringsplatserna är endast indikativa (från NORDICCS, 2016 där detaljer ges).

Figur 12 visar lokalisering av möjliga utskeppningshamnar (gula cirkclar) samt vald lagringsplats (gula ellipser) som kan kopplas till en tänkt CCS-anläggning i respektive hamn, avstånd mellan dessa samt den så kallade "break-even"-volymen (och motsvarande kostnad) över vilken pipelinetransport ger lägre kostnad än båttransport. Det bör noteras att från vissa ställen redovisas "break-even"-volym och kostnad för transport till två olika reservoarer (Gassum och Utsira) (NORDICCS, 2016).

Som figur 12 visar så måste minst 3 Mt CO<sub>2</sub> fraktas årligen från Oxelösund till Faludden för att pipeline ska ge lägre kostnad än motsvarande transport med båt. Den specifika kostnaden för transport vid denna brytpunkt har beräknats till cirka 10 €/ton CO<sub>2</sub> (NORDICCS, 2016). Från Preems raffinaderi i Lysekil fordras att 1.2 Mt CO<sub>2</sub> fraktas årligen<sup>31</sup> till lagring i Gassumformationen för att pipeline ska ge lägre kostnad än båttransport (om Gassumformationen visar sig lämplig för lagring). På grund av det korta avståndet mellan raffinaderiet i Lysekil och Gassumformationen (och mellan Oxelösund och Faludden) minskar kostnaden för pipelinetransport snabbt med ökad transportvolym. Kostnaden från Lysekil till Gassumformationen har beräknats till 4.4 €/ton vid transport av 5 Mt CO<sub>2</sub> årligen. Beräkningarna visar också att kostnaderna för båttransport endast ökar marginellt med transportavstånd (Kjärstad m.fl., 2016), vilket även visades i figur 11. Det bör påpekas att ovanstående transportsträckor endast är exempel. Oxelösund nämns här (och nedan) som ett exempel med tanke på den stora utsläppskällan som finns där i form av SSABs stålverk. Som nämnts tidigare så prioriterar SSAB i nuläget utveckling av vätgasbaserat stål, snarare än CCS som utsläppsminskande åtgärd.

EU-projektet COCATE studerade alternativa system för CCS för kluster av flera mindre utsläppskällor (COCATE, 2013). Som underlag för studien användes Le Havre-området i Frankrike. Där identifierades tretton anläggningar med tillsammans 85 utsläppskällor med individuella utsläpp på mellan 2 och 2 500 kton per år. Ett transportsystem som studerades var transport av *rökgas* under lågt tryck från enskilda anläggningar till ett gemensamt center för avskiljning, regenerering (för absorbenten) och tryckhöjning inför transport av den avskilda koldioxiden till lagringsplatsen. En

<sup>31</sup> År 2016 var utsläppen från raffinaderiet i Lysekil lite mer än 1.4 Mt CO<sub>2</sub>, men detta från ett flertal utsläppspunkter.



betydande del av studien fokuserade på risken för korrosion under transporten till uppsamlingscentret eftersom det var stor skillnad på rökgasernas sammansättning inklusive CO<sub>2</sub>-koncentration, vattenhalt samt halter av NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> och partiklar. Beroende på typ av rökgaser och lokaliseringen av utsläppskällorna rekommenderade man eventuellt två transportsystem till avskiljningsenheten; ett system som levererade rökgasen direkt till avskiljning och ett annat system där rökgasen först gick genom ett reningssystem innan avskiljning (även reningssystemet skulle alltså placeras centralt) (COCATE 2013). Lösningen som föreslås av COCATE kan möjligtvis vara aktuell även i Sverige i regioner där det finns flera mindre utsläppskällor samlade över ett begränsat område. Eftersom rökgaserna transporteras till uppsamlingsplatsen under lågt tryck så kommer detta fordra stora pipelines.

### 3.2.2 Transport med lastbil eller tåg

Transport av koldioxid med lastbil eller tåg bör ske i trycksatta tankar/kärl vid låg temperatur för att uppnå en hög densitet och hålla nere transportkostnaden (Svensson m.fl. 2005, IPCC 2005, APEC 2009). Det bör dock ändå noteras att enligt Linde Gas så transporteras koldioxid<sup>32</sup> med lastbil antingen vid omgivningstemperatur och tryck mellan 45 och 65 bar eller i vätskefas i isolerade kärl vid tryck mellan 12 och 25 bar och temperatur mellan -35 och -15 grader Celsius ([www.linde-gas.com](http://www.linde-gas.com)). Tankarna är gjorda av kolstål och isolerade med polyuretan (skum) och en ångbarriär ([www.ascoco2.com](http://www.ascoco2.com), [www.airproducts.com](http://www.airproducts.com)). ASCO som är ett företag specialiserad på produktion och transport av koldioxid opererar med kryogena tankar i storlekar från 6 till 25 m<sup>3</sup> (cirka 6 och 25 ton vid en densitet på 1 ton/m<sup>3</sup>). Enligt APEC (2009) finns det idag lastbilar som kan ta upp till 30 ton koldioxid vid tryck på runt 17 bar och temperatur på minus 30 grader Celsius men det borde vara möjligt att bygga specialutvecklade tankar som kan lasta uppemot 60 ton koldioxid. Enligt APEC (2009) bör dessa tankar även kunna lastas på tåg och användas som lagringstankar. Antas transport med lastbil som kan ta 60 ton per last kommer det innebära nästan tio laster per dygn året runt för att frakta 200 kton per år. Enligt Atkins (2018) som på uppdrag av norska olje- och energidepartementet kvalitetssäkrar konceptet för det norska CCS-projektet, så har Fortum Oslo Varme beslutat att använda lastbil för transporten av koldioxid från anläggningen på Klemetsrud i Oslo till hamnen (se också OED 2016).

### 3.2.3 Svenska förutsättningar för pipelinetransport

Enligt ”Lag (1978:160) om vissa rörledningar” krävs koncession för att dra fram och använda en rörledning för transport av koldioxid som ska lagras geologiskt. Ansökan om koncession lämnas in till Energimarknadsinspektionen (Ei) men det är regeringen som beslutar om koncession ska ges. Enligt Lag 1978:160 så krävs inte koncession för en ledning som;

1. har eller avses få en längd av högst 20 kilometer,
2. huvudsakligen ska nyttjas för tillgodoseende av enskilda hushålls behov, eller
3. uteslutande ska nyttjas inom en hamn eller ett industriområde.

I de fall där koncession inte krävs så är det miljöprövningsdelegationen vid länsstyrelsen som prövar mindre anläggningar medan större prövas av mark- och miljödomstolen. Berörda kommuner måste

<sup>32</sup> Avser ”ren” koldioxid dvs av hög koncentration som uppfyller gränsvärden på vattenhalt och föroreningar.

kontaktas, bland annat därför att de har ansvar över områdesbestämmelser och detaljplaner. Men även Lantmäteriet måste kontaktas när det gäller ”ledningsrätt”. Kompressor- och pumpstationer, lagrings- och förvätskningsanläggningar kommer sannolikt också att kräva koncession även om detta inte direkt framgår av Lag (1978:160). En parallell kan dras till Naturgaslagen (2005:43) där detta specificeras explicit ([www.ei.se](http://www.ei.se), Regeringskansliets rättsdatabaser; <http://rkrattsbaser.gov.se>).

Man kan tänka sig tre typer av pipelinetransport av koldioxid i Sverige; 1) landbaserade pipelines över kortare sträckor från en eller flera enskilda mindre anläggningar till en central uppsamlingsplats vid kusten, 2) offshorepipelines från svenska västkusten till en reservoar i Skagerrak eller Nordsjön eller från svenska ostkusten till en reservoar i Östersjön och 3) storskaliga offshorepipelines från svenska ostkusten till reservoarer i Skagerrak/Nordsjön.

Helt landbaserade pipelines från Sveriges ost- till västkust eller från Sveriges ostkust till Norges västkust är troligtvis för kostsamt jämfört med alternativen av flera skäl: Den hårda berggrunden i södra Sverige/Norge, de många vattendragen/insjöarna i norra Sverige samt förekomsten av naturskyddsområden som Natura 2000 fördelade över hela Sverige. Dessutom kan det uppkomma problem kopplat till lokala opinioner mot pipelines eller hinder från lokala myndigheter (Kjärstad m. fl. 2015). Dragning av en landbaserad pipeline från Bottniska viken till lagringsplatser i Barentshavet kommer också vara svår genomförbart, bland annat på grund av de många sjöar och vattendrag som finns i området och att pipeline måste läggas genom Natura 2000 områden eller nationalparker och naturreservat (Kjärstad m.fl., 2015).

För offshorepipelines från ostkusten till lagring på norsk sockel så blir avståndet minst 1 000 km vilket ungefär motsvarar avståndet mellan Slite/Stockholmsregionen och Gassumformationen i Skagerrak-regionen. Från Slite till södra Utsira-formationen är det cirka 1 400 km. Som jämförelse kan nämnas att världens längsta offshore pipeline är den 1 266 km långa Nord Stream som fraktar naturgas från Viborg i Ryssland till Greifswald i Tyskland, medan svenska stamnätet för gas är cirka 600 km långt (ytterligare cirka 2 700 km distributionsnät tillkommer).

### 3.2.4 Tekniska förutsättningar för CO<sub>2</sub>-pipelines

Energiåtgången för pipelinetransport av CO<sub>2</sub> bestäms av förhållandet mellan rörledningens diameter och koldioxidens tryck; ju större diameter desto lägre är tryckförlusten för en given koldioxidvolym (uttryckt som massflöde) över ett givet transportavstånd. I litteraturen brukar det rekommenderas att koldioxiden transporteras genom pipelines i så kallad ”dense phase” (tät fas) vilket med nordiska temperaturnivåer indikerar ett minsta tryck på 70 bar. Detta ger tillräckligt hög densitet och samtidigt tillräcklig marginal för att undvika tvåfasflöde. Trycket måste också vara tillräckligt högt för att motverka tryckförlusten under transporten. Vid långväga transporter off-shore så ger detta mycket höga tryck, alternativt att koldioxiden måste tryckhöjas under transporten vilket riskerar bli mycket kostsamt<sup>33</sup>.

Nödvändig tjocklek på pipelinens rör beror på koldioxidens tryck och rörets diameter. Rören måste kunna motstå de potentiellt låga temperaturer som kan uppstå i förbindelse med en uppkommen trycksänkning. Samtidigt så måste de också vara tillräckligt starka för att kunna motstå de högsta trycken som kan komma i fråga. Av ekonomiska skäl så brukar det rekommenderas rör av kolstål och

<sup>33</sup> Vid transport offshore så kan tryckhöjning göras antingen genom att pipeline dras in till land (angöring, så kallat ”landfall”) eller till en plattform. Samtal med industriaktörer indikerar att varje angöring till land inom ett rörsystem kan kosta uppemot 300 miljoner kronor. En tredje möjlighet kan vara att lägga pumpar på havsbotten men kostnadsbilden för detta är okänd för författarna.

då främst kol-manganstål (Elforsk, 2008)<sup>34</sup> för transport av koldioxid under förutsättningen att vatteninnehållet hålls under kontroll för att undvika korrosion (SGU, 2017, Elforsk, 2014, DNV, 2017).

Över kortare landbaserade sträckor kan koldioxiden också transporteras i gasfas i plaströr (Polyeten) med betydligt lägre tryck, till exempel mellan 10-20 bar (ZEP, 2011, DNV GL, 2017<sup>35</sup>). På grund av potentiell kollaps av Polyeten-fodret vid en tryckreduktion anger DNV GL (2017) att användning av plaströr endast är möjligt för kortare rörledningar eller kortare sektioner inom en rörledning, och då kanske främst för uppsamling från flera källor till hub för vidare transport. Som nämns ovan så kommer mindre landbaserade pipelines kräva en central uppsamlingsplats för tryckhöjning<sup>36</sup> och eventuell lagring inför vidare transport. Om transport i gasfas genom plastpipelines blir kostnadseffektivt beror på volym, längd och själva sträckningen (passage av vattendrag, befolkningstäthet och topografi).

Om det används stålrör, som föreslagits ovan, så kommer det ställa stora krav på att koldioxidens vattenhalt hålls låg för att undvika korrosion eller bildande av hydrater (användning av stål som är korrosionsbeständigt kommer bli för kostsamt<sup>37</sup>). Som anges i inledningen till detta kapitel är det dock osäkert exakt hur hög vattenhalt som kan accepteras. I bilaga 2 anger DNV GL (2017) 50 ppmv som maximal vattenhalt och Gassnova (2019) föreslår en gräns på 30 ppmv. Även IEA GHG (2014) anger 50 ppm som ett övre värde för vattenhalten.

### 3.2.5 Förutsättningar för båttransport

Båttransport kommer bland annat kräva kompressor, mellanlager motsvarande minst en båtlast samt anläggningar för omvandling till vätska (Elforsk 2014, Tel-Tek 2014). Som nämndes i avsnitt 3.2.3 så kommer dessa anläggningar sannolikt kräva koncession.

Båttransport av koldioxid är en flexibel transportlösning både med avseende på utsläppskällor och lagringsplatser. En båt kan frakta mindre volymer från flera mindre källor och den kan enkelt åka mellan olika lagringsplatser efter behov. Dessutom kan injektions- och lagringskapacitet och mängden koldioxid som kan transporteras inom ett CCS-system enkelt, och till lägre kostnad än pipeline, ökas genom att tillföra fler eller större båtar allt eftersom volymen ökas (vilket dock också kommer kräva större mellanlager). Ytterligare en fördel är att båttransport relativt enkelt kan ställas om för andra transportuppdrag som till exempel för transport av LPG<sup>38</sup> (Liquefied Petroleum Gas), till exempel i händelse av att volymen koldioxid ökar över tid så att rörtransport blir ett mer kostnadseffektivt transportkoncept.

Transport av koldioxid med båt har pågått rutinmässigt i mer än 20 år inom olika tillämpningar (till exempel i livsmedels- och kemiindustrin), men då i väldigt små mängder (mellan 900 och 1 800 ton per transport) i förhållande till vad som krävs för de koldioxidflöden som är aktuella för CCS. Koldioxiden transporteras kryogent i flytande form vid tryck på 15-18 bar och en temperatur på mellan

<sup>34</sup> American Iron & Steel Institute (AISI) klassar stål i fyra kategorier; kolstål, kolfiberlegerat stål, rostfritt stål, verktygsstål. Kol-mangan stål faller inom kategorien kolfiberlegerat stål. Kol-mangan stål innehåller mellan 1.2% och 1.8% mangan för att förbättra stålets styrka och seghet ([www.metalsupermarkets.com](http://www.metalsupermarkets.com))

<sup>35</sup> Det finns inget entydigt svar på frågan hur lång en plastpipeline kan vara eller vad som är det optimala trycket. Detta beror på förutsättningarna i varje enskilt fall, men trycket måste vara betydligt lägre än om koldioxiden transporteras i rör gjorda av stål.

<sup>36</sup> Även vid transport av koldioxid med båt så kommer trycket först höjas till 70 bar och därefter minskas till 7 bar för att samtidigt minska temperaturen till minus 50 grader Celsius (ZEP 2011, Kjærstad m.fl., 2016).

<sup>37</sup> Developing a European CO<sub>2</sub> transport infrastructure. Deliverable 1.1.1, 1.1.2, 1.1.3, Revision 19. [www.co2europipe.eu](http://www.co2europipe.eu).

<sup>38</sup> Det norska rederiet I. M. Skaugen har sex 10 000 m<sup>3</sup> LPG båtar varav en är certifierad för transport av koldioxid. I. M. Skaugens båt kan frakta koldioxiden vid ett tillstånd av 6,5 bar och minus 56°C.

22 och 28 minusgrader (CSLF, 2017). Det norska transportkonceptet för ett pågående CCS-projekt, som omfattar avskiljning från avfallskraftvärmeverket i Klemetsrud utanför Oslo och Norcems cementfabrik i Porsgrunn, planerar att använda sig av en båt som tar 7 500 m<sup>3</sup> koldioxid vid ett tryck på 16 bar och en temperatur på minus 30 grader Celsius (Equinor, 2018a) vilket ger en lastkapacitet på ungefär 8 kton.

Vid stora transportvolymerna indikerar ett flertal rapporter (NORDICCS, 2016b, Elforsk, 2014, CATO, 2016) att tryck och temperatur behöver sänkas till mellan 7-8 bar och minus 50 grader Celsius. Detta motsvarar de tryck- och temperaturförhållanden under vilka man brukar frakta LPG. Koldioxiden kommer då ha en tillräcklig god marginal till den så kallade trippelpunkten<sup>39</sup> (se bilaga 2) samtidigt som den kommer ha en hög densitet, cirka 1 150 kg/m<sup>3</sup> (Elforsk, 2014, Tel-Tek, 2014, Scottish Carbon Capture & Storage, 2015, CSLF, 2017, CATO, 2016).

Som nämnts ovan så arbetar LPG fartyg nära de tryck- och temperaturförhållanden som brukar rekommenderas för koldioxid, det vill säga kring 7 bar minus 50 grader Celsius. Dagens största LPG båtar har en storlek på cirka 20 000 m<sup>3</sup> och flera studier om båttransport av koldioxid utgår från storlekar mellan 20 000 och 50 000 m<sup>3</sup>. Vid en densitet på 1 150 kg/m<sup>3</sup> så kommer alltså en båt i denna storleksklass kunna frakta mellan 23 och 58 kton koldioxid per resa. Vad detta motsvarar per år beror på transportavstånd, båtens hastighet, samt tiden för lastning och lossning. Som exempel är avståndet mellan Slite och Utsira i Nordsjön cirka 1 450 km (2 900 km t/r). Antas en hastighet på 12 knop samt 16 timmar för lastning och 54 timmar för lossning (Kjärstad m.fl., 2016) innebär detta att varje transportcykel tar ungefär 200 timmar. Det ger maximalt 44 tur- och returesor per år, och därmed en maximal transportvolym på mellan cirka 1,0 och 2,6 Mt per år per båt av denna storlek.

Vid båttransport krävs flera separata process- och lagringsenheter. Vid exporthamnen behövs en anläggning för att förvätska koldioxiden<sup>40</sup>, lastutrustning så som lastarmar och flexibla slangar, lager (stålinfodrade bergrum eller ståltankar) med kapacitet att minst förvara produktionen av koldioxid mellan två båtankomster och sannolikt även en buffert utöver detta för att undvika stopp i produktionen om en båt skulle bli försenad. Detta medför också att ju större båt som används, desto större mellanlager kommer det behövas.

Gassnova (2019) anger att det i samband med förvätskning inför båttransport, jämfört med pipelinetransport, är lättare att uppnå de gränsvärden som anges i bilaga 2 med avseende på maximal vattenhalt samt föroreningar.

### 3.2.6 Logistikmöjligheter vid båttransport

Lossning av båten kan tänkas ske på tre sätt:

- 1) Direkt injektion i lagret från båten. Båten måste då ha dynamisk positionering och kopplas till en lossningsboj som är förankrad i havsbotten (STL-boj<sup>41</sup>). Koldioxiden prepareras ombord på båten till rätt tryck och temperatur (80-150 bar, 5-10°C). Enligt det norska olje- och energidepartementet (OED, 2016) kan cirka 200 ton koldioxid lossas per timme. Det skulle motsvara en injektionskapacitet

<sup>39</sup> För att vara säker på detta måste det utredas vilken påverkan eventuella orenheter kommer ha på koldioxidens trippelpunkt (den kombination av tryck och temperatur som tillåter tre faser – fast, flytande och gas – att existera samtidigt och i termodynamisk jämvikt).

<sup>40</sup> För att uppnå ett tryck på 7-8 bar och den önskade låga temperaturen (-50 grader Celsius) komprimeras först koldioxiden upp till det kritiska trycket (ca 74 bar) varpå den expanderas och kyls genom så kallad "flashing".

<sup>41</sup> STL – Submerged Turret Loading: Koncept utvecklat av Statoil (nu Equinor) för att lasta olja direkt från produktionsplattform till oljetankbåt.

på cirka 1,6 Mt per år i en brunn om båten injekterar kontinuerligt under 8 000 timmar per år. Eftersom koldioxiden i detta fall injekteras stötvist direkt i reservoaren (det vill säga varje gång en båt lossar) så är det injektionskapaciteten i reservoaren som bestämmer flödet. Flödet kan höjas genom att borra flera brunnar men det kommer öka kostnaden drastiskt.

2) Lossning till en permanent förankrad lagringspråm eller plattform (mellanlager). Även här måste transportbåten vara utrustad med dynamisk positionering och pumpar för överföring av koldioxiden till mellanlagret. Uppskattningsvis kan cirka 600 ton CO<sub>2</sub> överföras per timme till lagringspråmen enligt OED (2016). Lagringskapaciteten på plats måste minst motsvara transportbåtens fraktkapacitet. Jämfört med alternativ 1 kan injektionsflödet lättare anpassas till kontinuerlig injektion i reservoaren eftersom lagringspråmen är permanent förankrad.

3) Koldioxiden transporteras till mellanlager på land där den prepareras innan den transporteras vidare i pipelines till lagringsreservoaren. Det behövs pumpar ombord på transportbåten, men ingen dynamisk positionering. Enligt OED (2016) kan cirka 600 ton koldioxid lossas per timme. Detta är det koncept som valts i Norge eftersom det ger större flexibilitet, till exempel om volymen koldioxid ökar över tid (Økland, 2017).

Det kan också tilläggas att enligt både ZEP (2011) och Elforsk (2014) så har lossning av koldioxid från tankfartyg offshore aldrig provats, så lossningsförfarandet i 1 och 2 behöver verifieras tekniskt och praktiskt. Värt att notera är skillnaderna i tidsåtgång för *lossning* mellan alternativen ovan. Om båten fraktar mellan 23 och 58 kton som i exemplet ovan, så kommer det ta mellan 38 och 97 timmar att lossa till mellanlager i alternativ 2 och 3 medan vid alternativ 1 så tar det mellan 115 och 290 timmar för lossning. Alternativ 1 medför alltså att avsevärt mindre mängder koldioxid kan fraktas och injekteras per båt, vilket kommer att höja kostnaderna betydligt. Den begränsande faktorn i alternativ 1 är som nämnts injektiviteten, eftersom båten injekterar direkt i reservoaren, det vill säga att brunnen maximalt antas kunna ta emot 200 ton per timme. I fallen 2 och 3 så sker injektering inte direkt från båten in i reservoaren, utan till ett mellanlager vilket medför kortare lossningstid och båten kan därmed snabbare returnera för att hämta mer koldioxid. Om större mängder koldioxid ska injekteras så måste alltså flera brunnar borraras, alternativt att en ny reservoar måste hittas där injektiviteten är högre. Det kan också tilläggas att enligt både ZEP (2011) och Elforsk (2014) så har dessutom lossning av koldioxid från tankfartyg offshore aldrig provats, så lossningsförfarandet beskrivet i punkterna 1 och 2 ovan behöver verifieras tekniskt och praktiskt.

Vid användning av LNG ("Liquified Natural Gas") som drivmedel för transportbåten beräknar OED (2016) att mängden koldioxid som släpps ut i transportledet är mellan 1,3 och 2,9 procent av transporterad mängd. Utsläppen var lägst i lossningsalternativ 3 och högst vid direktinjektion (alternativ 1), bland annat på grund av en högre förbrukning av bränsle orsakad av den dynamiska positioneringen och behovet att värma upp koldioxiden.

### 3.3 Lagring

Med koldioxidlagring avses i första hand så kallad geologisk lagring i djupt liggande porösa akviferer eller i olje- och gasfält. I det senare fallet antingen efter att produktionen upphört, eller i samband med ökad utvinning av olja (EOR) och gas (EOG) i fältens slutfas, vilket med ett samlingsnamn benämns EHR (Enhanced Hydrocarbon Recovery). Andra lagringsmetoder finns, till exempel lagring i kolfält och lagring genom mineralisering av koldioxiden genom kemiska reaktioner med basiska bergarter. Basalt har visat sig vara en bergart som snabbt reagerar med koldioxiden. Lovande försök har

genomförts på Island där injektion av koldioxid löst i vatten i porösa basalter har mineraliserats mycket snabbare än förväntat ([www.or.is/carbfix](http://www.or.is/carbfix)). Lagring i akviferer och i olje- och gasfält är dock de lagringsmetoder som är mest aktuella för utsläppskällor i Sverige inom överskådlig tid (Geocapacity, 2009, ZEP, 2011, SGU, 2017, NORDICCS 2016b). Sveriges Geologiska Undersökningar (SGU, 2017) definierar en akvifer som *”en regionalt utbredd men ändå geometriskt och strukturellt avgränsad berggrundsstruktur som är tillräckligt permeabel och porös för att kunna hålla stora volymer vatten och t ex koldioxid”*.

Sverige har tillsammans med flera andra länder bestämt att lagring endast får ske inom marint område, om inte det sker i begränsad omfattning (maximalt 100 kton) i forskningsanläggningar eller landbaserade pilotanläggningar (SGU, 2017). Enligt Elforsk (2014), NORDICCS (2015) och SGU (2017) finns det möjligheter för lagring av större mängder koldioxid i djupt liggande, saltvattenförande geologiska formationer (djupa akviferer) i svenska delen av Östersjön. Likaså har Lettland, Litauen och Polen lämpliga formationer i sina respektive delar av Östersjön. Lämpliga formationer finns också i dansk del av Östersjön samt i dansk och norsk del av Kattegatt-Skagerrakområdet samt i Nordsjön. Dessutom finns möjligheter för lagring i olje- och gasfält både på dansk och norsk sockel. De geologiska förutsättningarna för lagring av koldioxid borde därmed vara goda för Sverige. Det bör dock påpekas att det råder betydligt större osäkerheter avseende lagringskapaciteten på svenskt territorium, vilket delvis beror på att det saknas tillräckligt med geologiska data. Från olje- och gasprospektering finns det betydligt mer geologiska data på norskt territorium (Nordsjön) än vad som finns på svenskt (se nedan för mer detaljer). Helsingforskonventionen (SÖ 1996:22) förbjuder dumpning<sup>42</sup> i Östersjöområdet inklusive Kattegatt vilket även omfattar koldioxid. Detta innebär att konventionen måste ändras för att möjliggöra koldioxidlagring i havsbotten i Östersjön och Kattegatt i enlighet med EUs CCS-direktiv.

Norge har kommit betydligt längre både när det gäller praktisk implementering av CCS<sup>43</sup> och när det gäller planering av CCS-system. Vad det gäller hela CCS-system så finns det som nämnts ovan planer på att avskilja koldioxid från två industrianläggningar (avfallskraftvärmeverket i Klemetsrud utanför Oslo och Norcems cementfabrik i Porsgrunn). Från anläggningen på Klemetsrud kommer koldioxiden transporteras med tankbil till hamn (Norcem's anläggning ligger vid hamn) för vidare transport med båt till mellanlager i Kollsnes på norska västkusten. Från mellanlagret ska koldioxiden transporteras med pipeline fram till injektionsbrunnen i en akvifer cirka 50 km utanför Norges sydvästkust (OED, 2016, Økland, 2017). Det kan därför vara en enklare och snabbare lösning för Sverige att åtminstone i början samordna med de norska planerna (och om möjligt med Finland, även om Finland i dagsläget inte har så mycket aktivitet på CCS-området). Detta kommer dock fordra bland annat att export av koldioxid för lagringsändamål blir tillåtet enligt Londonkonventionen. Detta innebär att ett tillägg som möjliggör lagring måste ratificeras av 2/3 av parterna till protokollet (vilket innebär att 32 länder måste ratificera men endast 5 hade gjort detta vid utgången av 2017). Ett alternativ kan möjligen vara att det erhålls acceptans för en tolkning av Londonkonventionen som tillåter bilaterala avtal mellan export- och importland (Sverige-Norge eller Finland-Sverige-Norge).

För att en akvifer ska vara lämplig för lagring behöver den utgöras av en tillräcklig porös och permeabel berggrund som avgränsas uppåt av en tät takbergart som hindrar läckage från reservoaren.

<sup>42</sup> Med dumpning avses ”varje avsiktlig kvittblivning i havet eller på havsbotten av avfall eller andra ämnen från fartyg, andra konstruktioner till havs eller från luftfartyg”.

<sup>43</sup> Norge har sen 1996 avskilt koldioxid från gas producerad från Sleipnerfältet i Nordsjön och injekterat den avskilda koldioxiden i den närliggande Utsiraformationen och det finns även ett liknande projekt i Barentshavet.

Bäst lämpade är sandstensreservoarer på djup mellan cirka 800 och 2 500 meter<sup>44</sup>. Olje- och gasfält räknas ofta som speciellt bra lämpade för lagringsändamål eftersom de har bevisat sin förmåga att lagra gaser och vätskor över miljoner av år. En bra lagringsreservoar bör också vara homogen<sup>45</sup>, ha stor lateral utsträckning och ha tillräcklig mäktighet (invändig höjd).

### 3.3.1 Förutsättningar för lagring

För att göra lagringen så effektiv som möjlig så bör koldioxidens densitet vara så hög som möjlig. Med de temperatur- och tryckförhållanden man normalt kan förvänta sig i berggrunden så medför detta att koldioxiden bör injekteras på minst 800 meters djup där temperatur- och tryck överstiger de nivåer över vilka koldioxiden befinner sig i superkritiskt tillstånd (se bilaga 2). Vid borrhuvudet behöver koldioxiden därmed ha ett tryck på minst 70 bar (för en omgivningstemperatur på mellan noll och tio grader Celsius) vilket innebär att den vid inträde i reservoaren på 800 meters djup kommer ha ett tryck på uppemot 150 bar (cirka 80 bar tillkommer vid ett djup på 800 meter orsakad av den hydrostatiska tryckgradienten<sup>46</sup>) och en temperatur som är något över 30°C (SGU, 2017, NORDICCS, 2016b, Kjärstad m.fl., 2016).

Vid injektering kommer koldioxiden initialt samla sig kring injekteringsbrunnen i reservoaren och sprida ut sig lateralt. Det är viktigt att koldioxiden kan förflytta sig tillräckligt snabbt inåt i reservoaren för att undvika en snabb tryckhöjning kring injektionsbrunnen (permeabiliteten måste vara tillräckligt hög). Efter ett tag kommer koldioxiden stiga och samla sig i toppen av formationen under takbergarten eftersom den kommer vara lättare än formationsvattnet. Därefter breder den ut sig lateralt beroende på reservoarens effektiva porositet<sup>47</sup> och permeabilitet. Permeabiliteten eller, som det också kallas, den hydrauliska konduktiviteten, är ett mått på en bergarts förmåga att släppa genom gas eller vätska och anges i enheten Darcy (cm/s). För att reservoaren ska anses vara en effektiv lagringsplats krävs en permeabilitet på 100 milliDarcy (mD) eller mer (NORDICCS, 2015, SGU, 2017). Injektiviteten anger hur mycket CO<sub>2</sub> som kan injekteras i en reservoar eller i en brunn över en given tidsrymd (i praktiken hur mycket vätska som kan transporteras genom en akvifer över en given tidsperiod). Eftersom borrhning av brunnar offshore är kostsamt och utgör en stor del av lagringskostnaden så är injektiviteten en mycket viktig faktor. Injektiviteten beror dels på vätskans egenskaper (densitet, temperatur, viskositet) och dels på egenskapen hos reservoaren (porositet, permeabilitet).

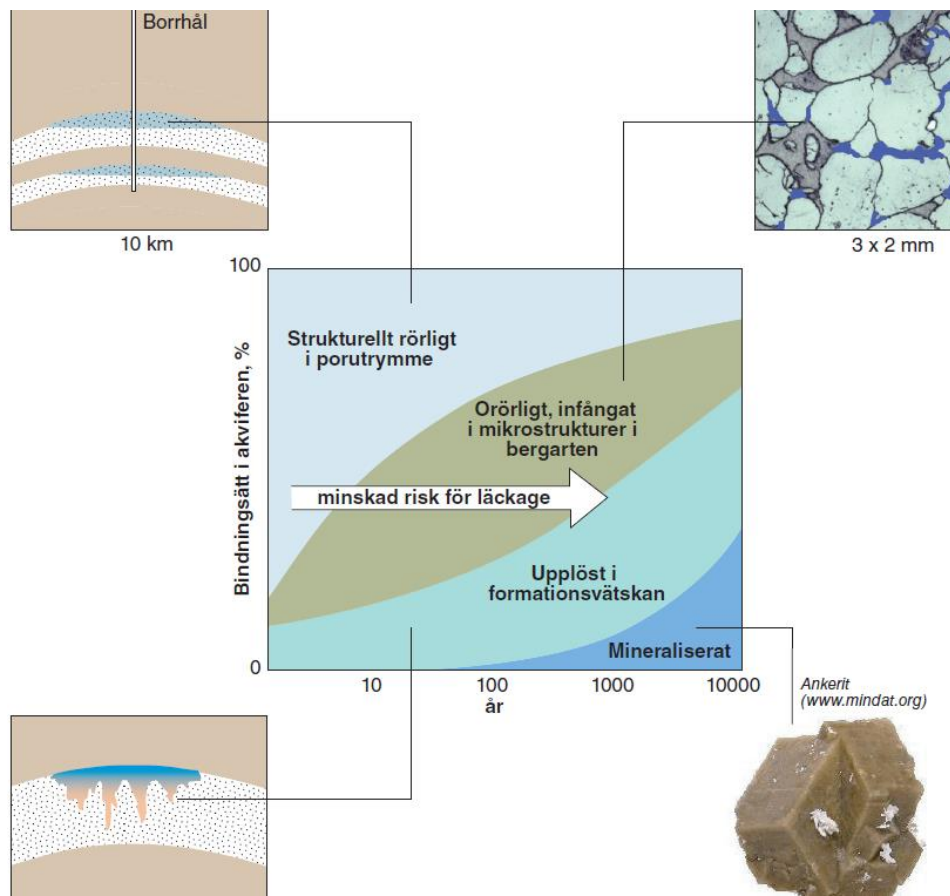
Mängden koldioxid som kan injekteras i en reservoar totalt, och över en given tidsenhet, kan optimeras genom en noggrann placering av injekteringsbrunnar. För att ytterligare höja reservoarens lagringskapacitet kan man borra brunnar för produktion av akviferens vatten vilket orsakar en tryckutjämning inom reservoaren (Bergmo m.fl., 2013, Wessel-Berg, m.fl., 2013, Kjärstad m.fl., 2016, ZEP, 2011). Problemet blir dock då i stället var man ska göra av det producerade vattnet eftersom vattnet kan innehålla höga halter av till exempelvis järn, mangan, svavel och även olja och gas (SGU, 2017). Trycket kring injekteringsbrunnen och i reservoaren måste övervakas så att injektionen kan avbrytas vid tecken på oväntad tryckuppbyggnad eller avslutas när trycket når det beräknade

<sup>44</sup> Djup större än 2 500 meter anses vara olämpligt eftersom trycket då kommer vara så högt att akviferen sannolikt är för tät för effektiv lagring (Norwegian Petroleum Directorate. CO<sub>2</sub> Storage Atlas Norwegian North Sea, 2011. [www.npd.no](http://www.npd.no), SGU 2017).

<sup>45</sup> Att en reservoar är homogen innebär att den har relativt lika egenskaper över hela sin vertikala respektive horisontala utbredning, så som porositet, permeabilitet, tryck mm (SGU 2017).

<sup>46</sup> Den hydrostatiska tryckgradienten motsvarar det tryck en vätska (vatten i detta fall) uppvisar på olika djup, dvs 100 bar/km.

<sup>47</sup> En del av totala porvolymen kommer utgöras av inneslutna, isolerade porer som inte kommunicerar med övriga porer. Effektiv porositet motsvarar den kommunicerande porvolymen som gör att gaser och vätskor kan strömma genom formationen (SGU, 2017).



**Figur 13.** Illustration av bindningsmekanismer som funktion av tid för koldioxid i en akvifer. Bilden har tagits från SGU (2017).

maxtrycket – vilket normalt är en funktion av sprickbildningstrycket vilket i sin tur kommer vara specifikt för varje enskild reservoar (SIG, 2018).

Vid injektering i en akvifer så är det fyra mekanismer<sup>48</sup> som var för sig verkar över olika tidsperspektiv för att binda koldioxiden vilket illustreras i Figur 13. Det ska understrykas att bilden är indikativ. Exakt hur de olika mekanismerna verkar över tid är reservoarspecifikt (se SGU, 2017 för närmare information om detta), men det är tydligt att mängden fri koldioxid kommer minska ganska så dramatiskt redan efter ungefär 100 år.

Tabell 3 listar några av de egenskaper som en reservoar och dess takbergart bör ha för att klassas som en bra ("optimal") respektive osäker lagringsplats för koldioxid (från NORDICCS, 2015).

<sup>48</sup> Samma mekanismer kommer också verka i olje- och gasfält men samtidigt kommer också förekomsten av just olja och/eller gas påverka de olika bindningsmekanismerna.



**Tabell 3.** Klassificering av akvifer/takbergart baserad på några av dess egenskaper (NORDICCS, 2015).

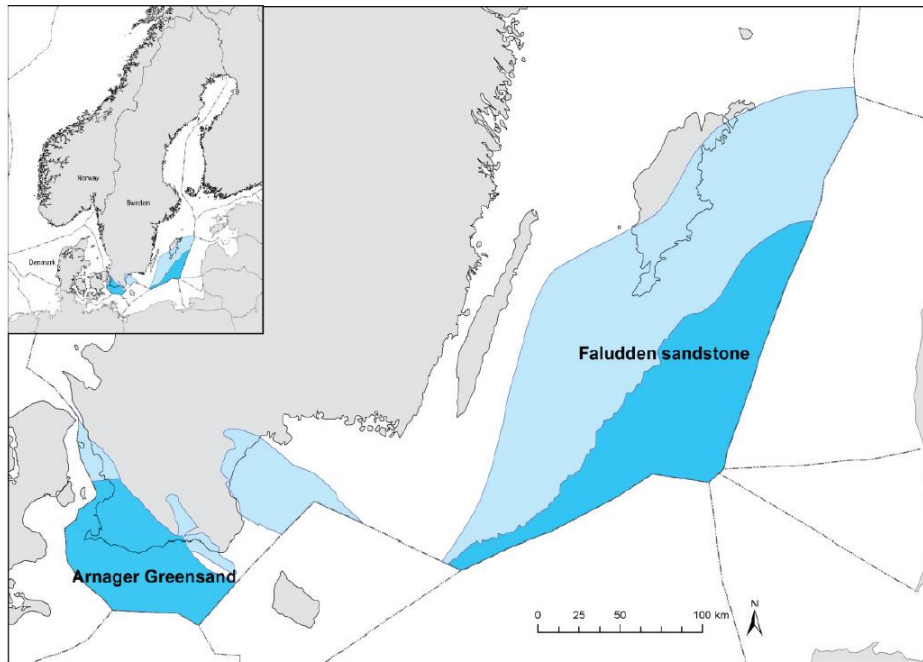
Egenskaper hos	Optimal	Osäker
<b>Reservoaren:</b>		
Djup	800-2500 m	600-800 m
Porositet	> 20%	10-20%
Permeabilitet <sup>a</sup>	> 100 mD	10-100 mD
Mäktighet	> 50 m	15-50 m
<b>Takbergarten:</b>		
Mäktighet (tjocklek)	> 50 m	20-50 m
Förkastningsintensitet	Låg	Medium

<sup>a</sup>Permeabilitet mäts i enheten Darcy (D i cm/s), mD motsvarar milliDarcy

### 3.3.2 Lagring på svenskt territorium

SGU (2017) och Bastor-2 projektet (Elforsk 2014) har uppskattat lagringskapaciteten för svenska akviferer i Östersjön. Medan Bastor 2 fokuserade på den så kallade Dalders-strukturen sydost om Gotland inklusive dess utbredning över till de baltiska länderna så fokuserar SGU rapporten på lagringskapacitet i reservoarer enbart inom svensk maritim territorialgräns. Gemensamt för båda studierna är dock att de bedömer att potentialen för lagring av koldioxid i Sverige är betydande (se tabell 4). Samtidigt understryks att det existerande dataunderlaget är för bristfälligt för att kunna göra en fullgod bedömning av lagringskapaciteten. Båda rapporterna föreslår att borrhningar bör göras för att samla in nödvändig information. Enligt SGU (2017) kan det räcka med landbaserad borrhning för några av de mest intressanta lagringsplatserna, bland annat Faludden sydost om Gotland.

I SGU (2016) refereras det till en bedömning av kunskapsluckorna för de tretton högst klassade nordiska reservoarerna (mest mogna med avseende på tillgängliga data). För varje parameter som bedömdes gavs en poäng mellan 0 och -3 för tillgänglighet och kvalitet av data, där poängen 0 indikerar full mogenhet och beredskap för implementering, och där negativa siffror är uttryck för graden av brist eller kvalitet på data. Sämsta möjliga totala bedömning i undersökningen gav -87 poäng. Tre svenska reservoarer ingick i bedömningen och dessa fick lägst antal poäng; -60 poäng för Faludden, -64 poäng för Arnagergrönsand och -76 poäng för Höganäs-Rya. Som jämförelse kan nämnas att Frigg och Utsira i Norge erhöll respektive -17 och -22 poäng. Att siffran för Utsira är negativ trots att lagring skett under många år beror på att Utsiraformationen är mycket stor och därför inte känd fullt ut i alla dess delar.



**Figur 14.** Potentiella lagringsområden i svensk del av Östersjön. Mörkt blått indikerar områden där relevanta reservoarer ligger på minst 800 m djup medan ljusblått visar områden där djupet ner till reservoaren är mindre än 800 m. Från Mortensen m.fl. (2016).

De blåmarkerade områdena i Figur 14 (tagen från Mortensen m.fl., 2016) visar de två mest intressanta lagringsområdena i svensk del av Östersjön enligt SGU (2017) och Elforsk (2014), nämligen Faludden och Arnagergrönsand<sup>49</sup>. De mörkblå regionerna visar områden där toppen av akviferen ligger på minst 800 meters djup medan ljusblått visar områden där djupet är mindre än 800 meter. Delvis under Arnagergrönsand ligger fyra andra möjliga lagringseenheter benämnt Undre Krita enhet A och B, Höganäs-Rya och Bunter (SGU 2017).

Inom hela lagringseenheten Faludden inklusive områdena som sträcker sig bortom svenskt territorium beräknades en teoretisk lagringskapacitet på 16,2 Gt<sup>50</sup>. I strukturella fällor inom samma lagringseenhet beräknades lagringskapaciteten till 743 Mt, också det inklusive områden utanför Sveriges maritima gräns<sup>51</sup> (Elforsk, 2014). Det gjordes också dynamiska simuleringar av injektion av koldioxid i den södra delen av det svenska området, vilket gav att ungefär 2,5 Mt koldioxid skulle kunna injekteras totalt per år i 5 brunnar, det vill säga 0,5 Mt per år och brunn (Elforsk, 2014). I samma arbete uppgavs dock att simuleringen hade gjorts i områden med dålig permeabilitet och porositet och att det kunde finnas områden inom svensk sektor med bättre lagringsegenskaper (Elforsk, 2014).

Ett möjligt problem är att koldioxid som lagras inom svenskt territorium skulle kunna migrera ut till omgivande länders territorium. Om koldioxiden migrerar över till annat EU-land så är detta i sig inget problem enligt CCS-direktivet. Det åligger i ett sådant fall att båda länderna följer CCS-direktivets riktlinjer och annan relevant EU-lagstiftning (Elforsk, 2014b). SGU (2019) anger dock att lutningen på

<sup>49</sup> Elforsk (2014) benämner området som "Cambrian" (kambrium). Beräkningarna bygger på områden på minst 900 m djup.

<sup>50</sup> Teoretisk lagringskapacitet är likvärdig med totala porvolymen inom lagringseenheten och motsvarar den lägsta nivån av noggrannhet i den modell som normalt används, bland annat av SGU, för att beräkna lagringskapaciteten (potentialen) i en reservoar (SGU 2017, Elforsk 2014).

<sup>51</sup> Även SGU (2017) beräknade lagringskapaciteten i Dalders men då endast för den delen som befinner sig inom Sveriges maritima gräns för vilken lagringskapaciteten uppskattades till 22 Mt.

**Tabell 4.** Egenskaper och lagringskapacitet i kända svenska akviferer. Från SGU (2017).

				Permeabilitet	Teoretisk	Effektiv
Reservoar	Djup, m	Mäktighet, m	Porositet, %	mD	kapacitet, Mt	Kapacitet
Faludden	830	45	14	147	37 271	725
När	817	36	10	50	21 294	426
Viklau	865	57	8	30	27 631	553
Arnagergrönsand	946	39	26	681	26 050	521
Undre krita A	965	29	25	200	16 523	330
Undre krita B	776	200	25	200	5 753	115
Höganäs-Rya	976	180	23	200	27 127	543
Bunter	1509	137	12	300	8 268	165

akviferens takbergart talar för att det går att injektera koldioxiden så att den inte riskerar att sprida sig utanför svenskt territorium, vilket även bekräftas av datorsimuleringar (SGU, 2019).

Tabell 4 sammanfattar de viktigaste egenskaperna inklusive den effektiva lagringskapaciteten i de reservoarer SGU (2017) har bedömt som lämpliga lagringsplatser i svensk del av Östersjön. När det gäller enheterna När och Viklau så poängterar SGU att beräkningarna har gjorts baserat på en begränsad mängd data. Den teoretiska kapaciteten säger egentligen inte så mycket då den skiljer sig betydligt från den faktiska lagringskapaciteten, vilket syns av den sista kolumnen som anger en uppskattning av den effektiva lagringskapaciteten. Till exempel skriver SGU; ”Statiska beräkningar indikerar att Faludden har ett porutrymme motsvarande en teoretisk kapacitet på 37 271 Mt CO<sub>2</sub>. Detta är dock ett realistiskt mått eftersom inte hela porutrymmet är tillgängligt för lagring av koldioxid”.

Samlad effektiv lagringskapacitet i de två svenska akvifererna med bäst dataunderlag (Faludden och Arnagergrönsand) uppskattas alltså till drygt 1 200 Mt av SGU (2017). Det motsvarar närmare 65 års samlade utsläpp från de 146 anläggningar som släppte ut mer än 10 kton år 2016 och som utgjorde 98 procent av utsläppen från svenska anläggningar i EU ETS.

SGU har gjort simuleringar för injektion av koldioxid i svenska akviferer, närmare bestämt i Faludden. Simuleringarna avsåg två scenarier där 250 Mt CO<sub>2</sub> och 500 Mt injekteras över en period av 50 respektive 100 år. I båda scenarierna antogs således att 5 Mt skulle injekteras årligen. Enligt SGU krävs det totalt sex injekteringsbrunnar, där 0,5 Mt injekteras per brunn och år i 2 av brunnarna och 1 Mt per brunn och år i resterande 4 brunnar. För att begränsa injekteringstrycket till 75 procent av det litostatiska trycket<sup>52</sup> så visade simuleringarna att det krävdes ytterligare fem vattenproducerande brunnar. Samtal med flera geologer vid Norska Sintef indikerar att det troligtvis *måste* borrar vattenproducerande brunnar för att effektivt kunna utnyttja en akvifers lagringskapacitet (se även Bergmo m.fl., 2014). Detta kommer dels leda till högre kostnader och dels till frågan om vad man ska göra med det producerade vattnet.

<sup>52</sup> Litostatiska trycket är det tryck överliggande berg skapar.

Trots relativt hög lagringskapacitet antogs en relativt låg injektivitet i de lagringssimuleringar som gjordes av Elforsk (2014) och av SGU (2017), där man antog en optimal injekteringsmängd på mellan 0,5 till 1 Mt per brunn per år. I SGU:s rapport använde man även vattenproducerande brunnar för att begränsa trycket kring injekteringsbrunnarna. Samtal med geologer vid SGU och norska Sintef som gjorde simuleringarna indikerar att injektiviteten i Faludden faktisk kan vara så låg som simuleringarna indikerade, men att det framförallt behövs mer dataunderlag innan säkra slutsatser kan dras. Vilken effekt låg injektivitet i Faludden kan få på kostnaderna för CCS analyserades av Kjärstad m. fl. (2016). Där visades att vid tillräcklig låg injektivitet i Faludden jämfört med akviferer i Skagerrak (till exempel Gassum) och Nordsjön (till exempel Utsira) så kunde det löna sig att i stället frakta koldioxiden med båt till lagring i Gassum eller Utsira. Så även om den effektiva lagringskapaciteten visad i Tabell 4 indikerar att cirka 65 års utsläpp från svensk industri kan lagras i Faludden och Arnagergrönsand så kan injektionskapaciteten visa sig bli en begränsande faktor. Det är därför nödvändigt att ställa frågan om lagring i svenska reservoarer kommer vara tillräcklig, inte bara för att svensk industri ska bli koldioxidneutral till 2045 utan också för att nå det svenska målet om negativa utsläpp på längre sikt. Naturligtvis är det – som nämnts tidigare - inte nödvändigtvis så att dagens utsläppsmängder är relevanta för vad som skulle behöva avskiljas i en framtid där Sverige ska uppnå netto noll eller negativa utsläpp.

Som nämnts ovan förutsätter lagring inom svenskt territorium en ändring av Helsingforskonventionen så att lagring kan tillåtas i Östersjön.

## 4 Behov av forskning och demonstration

Även om CCS-teknikens tre delar har demonstrerats i industriell skala har ett betydande behov av forskning identifierats såväl inom den internationella forskningen som i den strategiska forsknings- och innovationsagendan ”Processindustrin och nollvisionen” från 2015 (Energiforsk, 2015). Ett centralt mål för forskningen är att få ner kostnaderna för CCS. Det är framförallt gällande avskiljningsdelen som man kan förvänta sig kostnadsreduktioner genom teknikutveckling och effektiv processintegration. Teknikutveckling innefattar dels förbättring av de avskiljningstekniker som idag har en hög TRL-nivå (Technology Readiness Level), främst post-combustion- och oxyfuelteknikerna, dels utveckling av vad som skulle kunna kallas andra generationens avskiljningstekniker så som chemical looping combustion (kemcyklisk förbränning).

Från genomgången av kunskapsläget för transport och lagring av koldioxid i första halvan av denna rapport finns ett antal faktorer som antingen utgör osäkerheter för implementering eller är okända och där således forskning och demonstration behövs (se under forskningsbehov nedan). Det kan även finnas en viss potential till kostnadsreduktioner för transport- och lagringsstegen genom att utveckla smarta logistiklösningar. Det finns också en stor spridning i kostnadsuppskattningar för lagring, där till exempel IEA GHG (2011) anger ett spann mellan 2 och 20 euro/ton CO<sub>2</sub> och där kostnaden kommer att vara reservoarspecifik.

Detta kapitel redogör först för forsknings- och demonstrationsstrategier för CCS i några utvalda nyckelländer. Därefter presenteras förslag till forskning- och demonstration av CCS och BECCS för Sverige.

### 4.1 Tidigare forsknings- och demonstrationsstrategier

I det följande redogörs för internationella CCS-strategier med fokus på Storbritannien och Norge då dessa länder får sägas ha kommit långt i planeringsarbetet för CCS.

#### 4.1.1 Storbritannien

En av de mest ambitiösa CCS-strategierna för forskning, innovation och demonstration är den som Storbritannien inrättade år 2012 (Energy and Climate Change, 2012), om man räknar med den tillhörande finansieringen. Den innehöll<sup>53</sup> två huvudkomponenter: Ett kommersialiseringsprogram på 1 miljard pund (cirka 12 miljarder SEK) för att minska kostnaden för CCS så det skulle kunna implementeras under tidigt 2020 tal, samt ett 4-årigt forsknings- och innovationsprogram på 125 miljoner pund (cirka 1,5 miljarder SEK), se tabell B3.1 i bilaga 3. Strategin innefattade även ett marknadsstöd för att underlätta introduktion av CCS, en satsning på att ta bort hinder för CCS (inklusive regelverk) samt en internationaliseringskomponent för kunskapsutbyte mellan länder. Då strategin hade sitt preliminära fokus på CCS för kraftverk så utgjordes marknadsstödet av stöd (”feed-in tariff”) till elproduktion från kraftverk med CCS (alltså på samma sätt som stöd till förnybar elproduktion).

Kommersialiseringsprogrammet hade som syfte att lära från erfarenhet samt stimulera kunskapsöverföring för att få ned kostnaderna. Forsknings- och innovationsdelen hade tre

<sup>53</sup> Strategin hänvisas till i dåtid då brittiska staten dragit tillbaka en betydande del av strategins finansiering. Det är oklart om det finns någon/några delar av strategin som kan sägas fortfarande gälla.

komponenter: Grundforskning, komponentutveckling och demonstration samt inrättande av ett nationellt CCS-centrum. Som nämnts i avsnitt 2.1 fanns kopplat till kommersialiseringsprogrammet planer på två storskaliga CCS-projekt i Storbritannien: Det så kallade White Rose-projektet i anslutning till det koleldade Drax-kraftverket i nordöstra England (avskiljning med oxyfuelteknik) och ett projekt i Aberdeenshire i Skottland där avskiljning (med post-combustion teknik) planerades från det gaseldade kraftverket Peterhead. Bägge dessa projekt är skrinlagda, huvudsakligen på grund av att Storbritanniens finansministerium ("the Treasury") år 2015 oväntat drog tillbaka ovan nämnda bidrag på en miljard pund till kommersialiseringsprogrammet. Anledningen var att ministeriet bedömde att de totala kostnaderna för projekten, inklusive statens bidrag till kostnaden för driften av anläggningarna (inom ramen för ovan nämnda marknadsstöd), var för osäkra. Det finns också indikationer på att man från regeringens sida bedömde att intresset för initiativet var för svagt från industrins sida (förutom ovan nämna två projekt)<sup>54</sup>.

I dagsläget fokuserar Storbritannien på en bredare tillämpning av CCS (som nu benämns CCUS; "Carbon Capture Usage and Storage"), som inkluderar vätgasproduktion för transporter, industri och värmesystem<sup>55</sup> med CCS tillämpat på industrier samt naturgasutvinning för vätgasproduktion. Man betonar nyttan av att samordna kluster av anläggningar som kan dela på infrastruktur för transport och lagring (och vätgasinfrastuktur). Utgångspunkten är den nyligen (juli, 2018) publicerade rapporten "CCUS Cost Challenge Taskforce Report" (Delivering Clean Growth, 2018) som levererats till ministeriet för "Energy and Clean Growth". Rapporten identifierar fem industrikluster fördelade över Storbritannien (i Wales, England och Skottland) som skulle kunna bli föremål för CCUS. Rapporten pekar även på möjligheten att Storbritannien kan erbjuda lagringsplats för koldioxid i Nordsjön för utsläppskällor i Europa, alltså liknande de planer som finns i Norge.

CCUS-rapporten kopplar till Storbritanniens övergripande strategi som benämns "The Clean Growth Strategy" som kom 2017 (HM Government, 2017). I denna presenteras strategier för de olika samhällssektorerna, inklusive industri och elproduktion, där CCUS identifierats som en del av lösningen för att nå nödvändiga utsläppsminskningar. Som en del av "The Clean Growth Strategy" har Storbritannien nyligen presenterat en utvecklingsplan för CCUS i rapporten "The UK Carbon Capture Usage and Storage deployment pathway - An Action Plan" (HM Government, 2018). I denna ges regeringens svar på de rekommendationerna som gavs i ovan nämnda "CCUS Cost Challenge Taskforce Report". Bland annat definieras följande mål: Att bli en global ledare inom CCUS området, att ha implementerat CCUS i stor skala under 2030 talet (förutsatt att kostnaderna kan minskas tillräckligt) samt få till stånd en första CCUS-anläggning i mitten av 2020 talet. Värt att notera är att man ser en tidslinje på 9 år för att åstadkomma ett första komplett CCUS-projekt ("CCUS facility and carbon dioxide infrastructure network")<sup>56</sup>. Detta visar på de långa ställtiderna som förväntas krävas för att etablera industriella CCS-projekt vilket indikerar att det är (mycket) bråttom med att etablera en svensk CCS-strategi om CCS och BECCS ska vara en del av de svenska klimatåtgärderna. Det är rimligt att Sverige kan lära av Storbritanniens tidigare och nuvarande strategier. I Bilaga 3 – tabell B3.2 - ges en översikt över de initiativ som Storbritanniens nuvarande CCUS-strategi innefattar för att uppnå de mål som identifierats i strategin.

<sup>54</sup> Personlig kommunikation med Dr David Reiner, University of Cambridge, Judge Business School, Storbritannien.

<sup>55</sup> Storbritanniens uppvärmningssystem är till betydande del baserat på naturgas som bränsle.

<sup>56</sup> Nyligen gav Storbritanniens olje- och gasministerie (Oil and Gas Authority) Acorn-projektet (naturgasbehandlingsanläggning) tillstånd för prospektering och lagring av CO<sub>2</sub> – se <https://www.ogauthority.co.uk/news-publications/news/2018/carbon-capture-storage-licence-awarded/>

### 4.1.2 Norge

Norge är kanske det land i världen som haft CCS-aktiviteter längst. Som nämnts tidigare i denna rapport har sedan 1996 årligen ungefär 1 miljon ton koldioxid avskilts från naturgasutvinning i Nordsjön och pumpats ner i en närliggande akvifer (i den så kallade Utsiraformationen vid Sleipnerfältet). Sedan 2008 har ambitionen varit att lagra ungefär 0,7 Mt CO<sub>2</sub> årligen i gasfältet Snöhvit i Barentshavet. I praktiken har mindre lagrats – speciellt i Snöhvit - och totalt för de två norska projekten hade vid 2017 års utgång ungefär 22 Mt koldioxid lagrats (Ringrose, 2018).

Koldioxid avskiljs från naturgas för att denna ska hålla kommersiell kvalitet (koldioxidhalten i den naturgas som tas upp behöver minskas till en nivå på cirka 2,5 procent). Den ekonomiska drivkraften för projekten är den koldioxidskatt som Norge lagt på utsläpp från offshoreverksamhet. Projekten kan därför sägas vara kommersiella<sup>57</sup>.

Genom seismik (analys av seismiska vågor som färdas genom jorden) har man i Utsiraformationen sedan 1996 kunnat följa hur koldioxiden långsamt migrerar ut och upp genom akviferen som uppåt avgränsas av tät berggrund som fungerar som ett tak. Sleipnerprojektet har genererat mycket kunskap om lagring av koldioxid vilket tillsammans med data från olje- och gasutvinning gör att Nordsjön är den region där möjligheterna för lagring av koldioxid torde vara mest känd. Den totala lagringspotentialen i Nordsjön bedöms mycket stor. Lagringspotentialen i den norska delen av Nordsjön har uppskattats till uppemot 72 Gt CO<sub>2</sub> även om det fortfarande är stora osäkerheter behäftat med denna uppskattning (OD, 2012).

Norges CCS-satsning på forskning, demonstration och implementering kan i nuläget sägas bestå av teknologisentret i Mongstad ("Technology Center Mongstad – TCM") och CLIMIT-programmet. CLIMIT-programmet ger stöd till utveckling av tekniker för vad som benämns CO<sub>2</sub>-hantering, vilket i praktiken innebär CCS innefattande hela kedjan avskiljning, transport och lagring. Det senare omfattar forskning och utveckling inom Norges Forskningsråd samt Gassnovas stöd till utveckling och demonstration av CCS-teknik. I CLIMIT-programmets nuvarande strategi (CLIMIT, 2018) för åren 2012-2020 identifieras forsknings-, utvecklings- och demonstrationsbehov inom hela CCS-kedjan. Strategin pekar på kunskapsgap inom områdena CO<sub>2</sub>-avskiljning, transport, lagring samt miljöpåverkan (till exempel utsläpp av aminer till luften och påverkan från CO<sub>2</sub>-läckage vid lagring). CLIMIT-programmet har avslutade och pågående program inom samtliga områden. I CLIMIT-strategin identifieras tre områden inom vilka projekt ska prioriteras:

1. Nya innovativa lösningar som kan ge betydande kostnadsreduktioner och ökad säkerhet
2. Områden där Norge eller norska aktörer har försprång inom CCS-området
3. CCS tillämpat på alla typer av norsk industri och stora punktutsläpp

När det gäller första punkten pekar man på betydelse av internationellt samarbete. Innovativa lösningar som tas fram av mindre företag har begränsade finansiella resurser för att realisera potentialen hos tekniken, och det kan finnas begränsningar i kontaktnätet. Punkt 2 är starkt kopplad till Norges olje- och gasindustri, men även till processindustri och teknikleverantörer av avskiljningsutrustning (till exempel Aker Kvaerner) samt sjöfartsindustrin när det gäller transport av CO<sub>2</sub>. För den sista punkten konstateras i strategin att norska utsläppskällor ligger kustnära, vilket

<sup>57</sup> Den Norska CO<sub>2</sub> skatten på off-shoreverksamhet överstiger 600 NOK/ton CO<sub>2</sub>.

underlättar transporten, samt att till skillnad från övriga Europa – men i likhet med Sverige – så är utsläppskällorna i huvudsak inom industrisektorn och inte i kraftsektorn (det bör dock påpekas att de största utsläppskällorna i Norge är inom offshoreverksamheten). Det noteras att detta kan innebära ”särnorska” behov och möjligheter som inte delas i lika stor utsträckning av internationella demonstrationsprojekt, men också att implementering av CCS på norska industrier kan säkra värdet på norsk industri med stora utsläpp.

I CLIMIT-strategin konstateras att det i dagsläget inte finns någon klar teknikvinnare när det gäller avskiljningstekniker. Strategin förordar därför att CLIMIT programmet lägger vikt på att stödja innovationer i en bred teknikportfölj. Tabell B3.3 i bilaga 3 visar mål för CLIMIT strategin. Man pekar också på att det inom transport och lagring är viktigt att få fram pilotprojekt som kan påvisa säker (”trygg”) lagring. Det kan antas att detta främst gäller lagring på nya ställen i Nordsjön då ovannämnda Sleipner- och Snöhvitprojekten påvisat vad som väl får anses vara säker lagring sedan 1996 respektive 2008. I strategin anges också att forskning är en kontinuerlig och underliggande aktivitet för att skapa grundläggande förståelse för CCS-processerna och som kan öka säkerheten samt bidra till banbrytande teknologier. Precis som för ovannämnda brittiska CCS-strategier (den från 2012 och förslaget till ny strategi<sup>58</sup> som ges i *Delivering Clean Growth*, 2018) så pekar man på vikten av internationellt samarbete. Norge deltar i det nyligen etablerade europeiska konsortiet The European Carbon Dioxide Capture and Storage Laboratory Infrastructure (ECCSEL)<sup>59</sup> vilket presenteras som en permanent pan-Europeisk forskningsinfrastruktur (”European Research Infrastructure Consortium” - ERIC) inom CCS området, som koordineras av SINTEF med stöd av NTNU.

Norge har under ett antal år planerat för större demonstrationsprojekt, som på norska regeringens hemsida<sup>60</sup> benämns fullskaleprojekt. Gassnova har genomfört möjlighetsstudier (OED; 2012, 2013) där relevanta utsläppskällor i Norge kartlagts och utvärderats med avseende på tekniska, kommersiella och finansiella förutsättningar för att implementera CCS. Baserat på detta arbete gjordes en ytterligare utredning som identifierade tre möjliga industrier för första CCS-projekt (OED, 2016); Norcems cementfabrik i Brevik (Heidelberg Cement), Yara ammoniakfabrik i Porsgrunn samt en avfallsförbränningsanläggning i Klemetsrud (Fortum Oslo Varme). Mängden koldioxid som skulle kunna avskiljas från var och en av dessa anläggningar är i spannet 400-500 kt CO<sub>2</sub>/år. I arbetet med en reviderad budget från Stortinget och en nyligen (juni 2018) genomförd kvalitetssäkring av demonstrationsprojekten (ATKINS, 2018), bestämdes att man avser gå vidare med förprojektering av två av dessa, nämligen Norcems cementfabrik samt avfallskraftvärmeverket i Klemetsrud medan Yara inte fann det ekonomiskt motiverat att fortsätta med CCS satsningen. Den nuvarande budgeten för den norska CCS-satsningen höjdes i samband med detta till 670 miljoner norska kronor där bland annat 170 miljoner avsätts under 2019 för fortsatt planering av fullskaleprojekten och 215 miljoner norska kronor går till Mongstad teknologicenter.

När det gäller transport- och lagringsdelarna i de norska CCS-projekten drivs detta i huvudsak i det så kallade Northern Lights-projektet (ansvaret för transport från avskiljningsanläggning till hamn kommer ligga på respektive utsläppskällas organisation det vill säga Norcem respektive Fortum Oslo Varme). Projektet är en samverkan mellan Equinor, Shell och Total vilka tagit fram förslag till utredningsprogram för en så kallad konsekvensutredning (Statoil, 2018). Projektet baseras på båttransport till ett mellanlager i anslutning till en naturgasanläggning på Kollsnes. Från mellanlagret ska koldioxiden transporteras i pipeline till lagringsplatsen som, efter att först ha planerats till

<sup>58</sup> Det bör påpekas att denna inte är en formell strategi utan en rapport beställd av brittiska energi- och tillväxtdepartementet.

<sup>59</sup> The European Carbon Dioxide Capture and Storage Laboratory Infrastructure: [www.eccsel.org](http://www.eccsel.org)

<sup>60</sup> Se Regeringen.no: [www.regjeringen.no/en/aktuelt/forsterket-satsing-pa-fangst-og-lagring-av-co2/id2613996/](http://www.regjeringen.no/en/aktuelt/forsterket-satsing-pa-fangst-og-lagring-av-co2/id2613996/)



Smeaheia området öster om Trollfältet, nu planeras till den så kallade Johansen-formationen söder om samma fält. Därav finns ett tillägg till ovan nämnda utredningsprogram (Equinor, 2018b). Nyligen (januari 2019) har Equinor av norska regeringen tilldelats utnyttjningstillstånd för lagring av CO<sub>2</sub> på norsk sockel<sup>61</sup>

Att följa utvecklingen av det norska Northern Lights-projektet bör vara av största vikt för Sverige då det är troligt att lagring från svenska CCS och BECCS projekt måste ske i Nordsjön, i alla fall i ett inledande skede. Detta då – som nämnts i avsnitt 3.3.2 - förutsättningarna för lagring på svenskt territorium ännu är osäkra. Vad den exakta kostnaden för lagring i Norge blir är inte känt. Det torde i detta sammanhang vara en fördel om förutsättningarna för lagring på svenskt territorium utreds, då möjlighet till lagring på svenskt territorium kan påverka vilka villkor som kan erhållas för lagring på norskt territorium. Lagring på norskt territorium förutsätter, som tidigare nämnts, att det tillägg till Londonprotokollet som möjliggör att koldioxid som exporteras till annat land kan lagras under havsbotten ratificeras, alternativt att det enligt protokollet är tillräckligt med bilaterala avtal mellan export- och importlandet (se avsnitt 3.3). Dessutom ingår inte avskild koldioxid som fraktas med båt<sup>62</sup> i EU:s handel med utsläppsrätter (det vill säga sådan koldioxid räknas som att den släppts ut även om den har lagrats).

### 4.1.3 Övriga CCS-strategier

IEA/UNIDO presenterade 2011 en CCS-färdplan med fokus på industrisektorn: "Technology Roadmap Carbon Capture and Storage in Industrial Applications" (IEA/UNIDO, 2011). Där konstaterades att det år 2020 skulle behövas 27 miljarder amerikanska dollar (cirka 250 miljarder svenska kronor) för att finansiera 60 storskaliga demonstrationsanläggningar världen över, samt ytterligare 45 miljarder dollar för drift av dessa, inklusive kostnader för transport och lagring. I dagsläget finns i princip inga storskaliga demonstrationsanläggningar inom industrisektorn (förutom vid ett stålverk i Abu-Dhabi, se avsnitt 3.1.2). IEA:s färdplan fokuserar på följande industriella utsläppskällor: högkoncentrationskällor ("high-purity"), biomassaomvandling, cement, järn- och stål samt raffinaderier. IEA konstaterar att detta sammantaget svarar för cirka 25 procent av de globala koldioxidutsläppen (7.4 Gt år 2008). Som "high-purity"-källor anges ammoniakproduktion, gasbehandling, produktion av flytande naturgas (LNG), Fischer-Tropsch-baserad drivmedelsproduktion från kol samt etanol-, biogas- och vätgasproduktion.

IEA:s roadmap innehåller en genomgång av statusen för CCS för ovannämnda industriella utsläppskällor, med fokus på avskiljningstekniker, samt en diskussion om styrmedel som behövs för att få CCS på plats. Rekommendationerna i färdplanen är ganska allmänt hållna och handlar mycket om att världens regeringar måste avsätta medel för forskning och demonstration av CCS-tekniken. Ländernas regeringar uppmanas att utvärdera sina respektive industriers förutsättningar för att tillämpa CCS och säkerställa att industriell CCS får en framträdande plats i klimatarbetet samt avsätta forsknings- och utvecklingsresurser för detta. Det konstateras även att styrmedlen är otillräckliga för att få CCS på plats i den takt som behövs.

<sup>61</sup> Se Regeringen.no 11/1, 2019: "Equinor er tildelt utnyttelsestillatelse for lagring av CO<sub>2</sub> på norsk sokkel" – <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/tildeling-av-utnyttelsestillatelse-for-co2-lagring/id2625087/>

<sup>62</sup> Detsamma gäller lastbil och tåg (men vid off shore lagring innefattar alltid båt men inte nödvändigtvis lastbil eller tåg).

En ytterligare CCS-strategi är den som ”The Asian Development Bank” (ADB) tagit fram för CCS i Kina (ADB, 2015) (och som enligt uppgift indirekt finansierats med bidrag från Storbritannien): ”Roadmap for Carbon Capture and Storage Demonstration and Deployment in Peoples Republic of China”.

Den sammantagna bilden av ovanstående är att det framförallt är avsaknad av tillräckligt kraftfulla styrmedel och finansieringsformer för CCS som gör att tekniken inte kunnat implementeras i större skala. Att vårt grannland Norge har kommit längst när det gäller att förbereda för etablering av en transport- och lagringsinfrastruktur bör vara gynnsamt för svenska CCS-satsningar, även om det är oklart vad kostnaden blir för att utnyttja denna infrastruktur. Det är också viktigt att koldioxid som avskiljs i Sverige inte används i EOR-projekt, då det skulle vara mycket tveksamt ur klimatsynpunkt och CCS med all sannolikhet då skulle uppfattas som Greenwash.

## 4.2 Generella förutsättningar för CCS och BECCS i en svensk kontext

För att CCS ska kunna bidra till att minska utsläppen från stora svenska punktutsläppskällor i den takt som behövs måste tekniken implementeras inom de närmaste decennierna. Det är, som nämnts inledningsvis i denna rapport, tveksamt om utsläppen kan minskas tillräckligt utan att CCS utgör en del av de utsläppsminskande åtgärderna. Inte minst om Sverige ska åstadkomma netto negativa utsläpp efter 2045 är det troligt att CCS måste tillämpas på biogena utsläppskällor (BECCS). Det bör också vara ett rimligt antagande att det kommer krävas betydande BECCS-tillämpning innan samtliga fossilbränslebaserade utsläpp inom Sveriges gränser är neutraliserade (beroende på hur mycket av de övriga ”kompletterande åtgärderna” - jfr. kapitel 1 - som kan utgöras av upptag av koldioxid i skog och mark och genom utsläppsminskningar utanför Sveriges gränser).

Även om ökad inbindning av kol genom ändrad markanvändning skulle kunna stå i konflikt med ökad användning av biomassa i material- och energisystemen, inklusive biomassa för BECCS, så finns möjligheter att genom förbättrat skogsbruk<sup>63</sup> öka produktiviteten så att klimatnyttan ökar. Generellt sett är det viktigt att BECCS inte tas som intäkt för att skjuta upp minskningen av utsläppen från fossila bränslen.

I Sverige kan det mycket väl bli så att det ger lägre kostnad att tillämpa CCS på både fossila och biogena utsläppskällor. I dagsläget är många av de större svenska punktutsläppen från biogena processer (pappers- och massabruk samt stora kraftvärmeverk). Om CCS endast skulle tillämpas på fossila utsläpp, behöver fler och mindre utsläpp täckas in för att nå samma mängd totala utsläpp, vilket skulle ge en högre specifik kostnad (Gårdsdóttir m.fl., 2018). En rimlig hållning är att avskiljning tillämpas på de utsläpp där kostnaden är lägst<sup>64</sup>, oberoende av om utsläppen kommer från fossila eller biogena källor.

<sup>63</sup> Till exempel genom kontinuerlig gallring för ökad tillväxt.

<sup>64</sup> Eller där det finns en hög betalningsvilja för att ta fram koldioxidneutrala material eller produkter.

**Box 3. Rekommendation:**

Det är av stor vikt att CCS och BECCS analyseras som en helhet och inte betraktas som olika tekniker. Inte minst kommer koldioxidavskiljning kunna tillämpas på anläggningar som har en mix av fossila och biogena utsläpp (till exempel avfallseldade kraftvärmeverk).

**4.2.1 BECCS och biomassatillförsel**

För Sveriges del utgör avfall från skogsindustrin en viktig möjlighet att substituera fossila bränslen. Som indikeras ovan finns en debatt om huruvida uttaget av biomassa kan öka, och om möjliga konflikter mellan olika miljömål – till exempel biologisk mångfald i relation till klimatnyttan av ett ökat uttag. Om klimatmålen ska nås kan prioriteringar behöva göras av olika hållbarhetsmål, vilket ytterst blir politiska avgöranden. Klimatnyttan av biomassaanvändning har också debatterats. Nyttan beror bland annat på antaganden om vad biomassan substituerar när den används i energi- eller industrisektorerna, vilket kommer ändras över tid (Berndes m.fl., 2018).

När det gäller klimatnyttan av biomassa från skogen anger en gemensam rapport från Energimyndigheten, Skogsstyrelsen och Jordbruksverket (Black-Samuelsson m.fl., 2017) två centrala kriterier för att bioenergisystem ska vara klimateffektiva:

*”För det första ska den samlade klimatpåverkan vid utvinning, produktion, transport och energiomvandling vara låg i förhållande till den klimatpåverkan som hade skett om man istället använt fossila bränslen.*

*För det andra bör kolförluster i landskapet till följd av ett förändrat brukande i ett längre tidsperspektiv vara små i förhållande till innehållet av kol i de fossila bränslen som annars är alternativet. Eventuella minskningar i kolförrådet redovisas i ländernas klimatrapportering.”*

Rapporten pekar även på det viktiga i att använda relevanta skalor för tid och geografisk utsträckning när biomassans klimatnytta ska bedömas (se även Cowie m.fl., 2013, Berndes m.fl., 2018). Ett rimligt antagande är att det är de längre tidsskalorna som är relevanta då en stor del av industri- och energisystemen tar många decennier att ställa om till klimatneutralitet. Det bör också vara ett rimligt antagande att kolbaserade bränslen och insatsvaror kommer behövas under överskådlig tid vilket innebär att substitutionseffekten (från byte av fossila bränslen mot biogena) bör vara hög även på längre sikt. Det kan till exempel handla om att biobränslen på längre sikt substituerar flygbränslen och fossil insatsvara i plastindustrin. Det gäller därför att upprätthålla hållbara biomassasystem över tid. För att BECCS ska kunna räknas som negativa utsläpp måste rimligen biomassasystemen i vilket BECCS ingår uppfylla ovanstående kriterier. För en sammanställning av kunskapsläget avseende skogens roll för klimatet se Berndes m.fl. (2018).

Det är viktigt att notera att BECCS ger en möjlighet att kompensera för andra utsläppskällor som av någon anledning inte uppnått nollutsläpp.

I en värld som rör sig i enlighet med Parisavtalet kan det utvecklas nya processer i form av energikombinat för samtidig produktion av olika nyttor från biomassa och avfallsprodukter. CCS-tekniken skulle då kunna tillämpas även på dessa källor. Som nämnts tidigare kan åtgärder som bränslebyte och elektrifiering samtidigt göra att de framtida punktutsläppen blir mindre, vilket innebär att den specifika kostnaden för CCS och BECCS stiger. Det kan eventuellt motverkas av erfarenhet från projekt och forskning som sänker kostnaderna.

När det gäller negativa utsläpp med hjälp av BECCS kommer möjligheten till sådana bero på hur mycket biomassa som kommer finnas tillgängligt för detta ändamål. Det är troligt att värdet av biomassa ökar över tid (Berndes m.fl., 2018), och biomassan kan också behöva användas i sektorer där BECCS inte går att tillämpa, framförallt i flygsektorn. Klimatnyttan blir förstås störst om all koldioxid som lämnar skorstenar (såväl av fossilt som biogent ursprung) avskiljs och lagras. Detta innefattar även koldioxid från processer för produktion av flygbränsle från biogen råvara.

### 4.3 Nationell CCS strategi för forskning och demonstration

Det är troligt att satsningar på forskning och demonstration kommer generera nya innovationer och ”spin-off”-projekt. Ett exempel är förbränning med aktivt bäddmaterial, som är en kommersiell produkt som härstammar från forskning om kemcyklisk förbränning (Thunman m.fl., 2013). Demonstrations- och utvecklingsprojekt kommer också generera nya idéer och frågeställningar som kräver nya forskningsinsatser för att besvara. Med andra ord är inte forsknings- och demonstrationskedjan sekventiell utan iterativ. Om Sverige drar slutsatsen att CCS krävs för att industrin ska klara klimatmålen bör det vara av stor vikt att snarast initiera en svensk strategi för utveckling av CCS och BECCS. En sådan strategi bör omfatta hela CCS-kedjan under svenska förhållanden (jfr Box 4). Strategin bör förutom forskningsinsatser inkludera finansiering och demonstration, inklusive en plan för implementering. Det finns knappast tid att vänta på att forskningen ska bidra till betydande kostnadsreduktioner för CCS, sådana kan först förväntas ske när det byggs upp erfarenheter från tekniken implementerad i stor skala. Det är därför viktigt att strategin inkluderar planering för ett eller flera storskaliga demonstrationsprojekt, samt en finansieringsmodell för CCS och BECCS (jfr Box 5). Det behöver klargöras vilka myndigheter som måste involveras i en sådan strategi, då den måste inkludera såväl teknik som ekonomiska, juridiska och miljömässiga aspekter. Detta är i linje med vad som konstateras i betongbranschens färdplan för klimatneutral konkurrenskraft<sup>65</sup>.

Som indikerats tidigare, så är det troligt att en första implementering av CCS i Sverige innebär att transport av den avskilda koldioxiden sker med båt till lagringsplats i Norge. Det innebär att hinder kopplat till Londonprotokollet och båttransport av koldioxid inom EU-ETS behöver utredas och övervinnas (se nedan).

Det kan konstateras att forsknings- och demonstrationsbehovet knappast ändrats under de senaste åren, förutom att det blivit mer brådskande att definiera en CCS-strategi som snabbt kan omsättas i handling. Detta gäller såväl i Sverige som internationellt. Här borde Sverige – och eventuellt tillsammans med Norge när det gäller lagring – kunna bli ett föregångsland. Att bli först med att ta fram klimatneutrala produkter – vilket i flera fall med största sannolikhet kräver CCS – kan ge stora affärsmöjligheter när världen ska leva upp till Parisavtalet. Risken att gå före är därmed främst förknippad med att världen inte rör sig i riktning mot Parismålet, vilket om så är fallet, ger andra typer av risker som är betydligt mer svåröverblickbara.

BECCS kommer troligtvis utgöra en nyckelteknik för att Sverige ska kunna uppnå målet om såväl noll som netto negativa utsläpp efter år 2045. För cementindustrin är CCS ett nödvändigt inslag i en mix av åtgärder för att åstadkomma noll nettoutsläpp. Det kan förväntas behövas stora mängder cement och betong även i framtiden, både inom bostadsbyggande och för infrastruktur, där omställningen av energisystemet ingår. Mer byggnation i trä kan ersätta en del av betong men inte i alla applikationer,

<sup>65</sup> Färdplan för Betongbranschen, [http://fossilfritt-sverige.se/wp-content/uploads/2018/04/ffs\\_betongbranschen.pdf](http://fossilfritt-sverige.se/wp-content/uploads/2018/04/ffs_betongbranschen.pdf)

och i en utsläppsbegränsad värld ökar konkurrensen om bioråvaran (där förvisso material bör hamna relativt högt upp när det gäller betalningsvilja). Det är också viktigt att notera att biomassa för bränsle i dagsläget utgörs av avfallsfraktioner från skogsindustrin.

Som det ser ut i dagsläget torde det vara cementindustrin, raffinaderiindustrin samt kraftvärme som ligger närmast att tillämpa koldioxidavskiljning. Cementa<sup>66</sup> och Stockholm Exergi<sup>67</sup> har kommunicerat att koldioxidavskiljning är delar av den framtida strategin för att möta utsläppsmålen, medan Preem<sup>68</sup> planerar för test av koldioxidavskiljning på deras vätgasproduktion (en del i raffinaderiprocessen). Som en konsekvens av att cementindustrin behöver CCS för att uppnå nollutsläpp konstateras i de tre färdplaner<sup>69</sup> som kopplar till bygg- och anläggningssektorn, som tagits fram inom ramen för Fossilfritt Sverige, att det behövs långsiktiga förutsättningar för finansiering och riskdelning för att utveckla och implementera CCS. När det gäller Cementa så drivs utvecklingen av CCS-tekniken på cementframställningen i huvudsak av deras norska systerbolag Norcem (båda ingår i Heidelbergkoncernen).

Som framgår av till exempel Storbritanniens CCUS strategi (se avsnitt 4.1.1) kan långa ledtider förväntas när det gäller implementering av CCS och BECCS. Långsiktiga investeringar underlättas av en tydlig och långsiktig politik. För svensk del behöver en sådan politik ta utgångspunkt i att Sverige ska nå målet om noll nettoutsläpp år 2045 och den måste vända sig till samtliga aktörer som är inblandade i de värdekedjor som ger upphov till de största utsläppen. Behovet av en sådan politik är i linje med Miljömålsberedningens rekommendation (SOU2016:47) att det bör utvecklas en bred nollutsläppsstrategi för basmaterialindustrin och att det (av regeringen) utses en ansvarig myndighet som ges resurser att driva och koordinera forsknings- och innovationsinsatserna för en sådan strategi. På ett vidare plan överensstämmer detta med Regeringens skrivelse (Regeringen, 2017/18:238) ”En klimatstrategi för Sverige” i vilken fastslås att ”Klimat behöver integreras i alla politikområden”. I denna fastslås att CCS och BECCS *kan* komma att behövas och där hänvisning görs till den nu pågående Klimatpolitiska vägvalsutredningen (Regeringen, 2018:07) samt att BECCS är något som ”*kan spela en roll på längre sikt och bör analyseras i samband med en långsiktig strategi för negativa utsläpp*”. Enligt Nilsson m.fl. (2017) tar inte dagens industrialiseringsstrategier inom EU eller Sverige hänsyn till att utsläppen från basmaterialproduktion ska nå nära nollutsläpp vid mitten av århundradet. Sammantaget är det rimligt att anta att en lyckosam svensk CCS-strategi bör vara en del av en sammanhållen industripolitik som relaterar till det klimatpolitiska ramverket, och då speciellt målet om noll nettoutsläpp till år 2045. Andra viktiga element i en sådan strategi bör vara strategier för elektrifiering, biobränsleanvändning (i olika sektorer) samt vätgas, där det dessutom är viktigt med kopplingar till andra sektorer och då speciellt transportsektorn. Det torde också vara bråttom att få fram en sådan strategi med tanke på de långa ledtider som råder inom basmaterialindustrin och för de energianläggningar som kan vara föremål för CCS eller BECCS.

<sup>66</sup> Färdplan Cement för ett klimatneutralt betongbyggande, <http://fossilfritt-sverige.se/>

<sup>67</sup> Stockholm Exergi: [www.stockholmexergi.se/om-stockholm-exergi/miljo-och-hallbarhet/beccs/](http://www.stockholmexergi.se/om-stockholm-exergi/miljo-och-hallbarhet/beccs/)

<sup>68</sup> Tidningen Ny Teknik: [www.nyteknik.se/energi/preem-skissar-pa-lagring-av-koldioxid-6900270](http://www.nyteknik.se/energi/preem-skissar-pa-lagring-av-koldioxid-6900270)

<sup>69</sup> Färdplanerna för Betongbranschen, Cementbranschen och Bygg- och anläggningsbranschen. Se <http://fossilfritt-sverige.se/>

**Box 4 Rekommendation**

Sverige behöver en nationell strategi för CCS och BECCS som *innefattar hela kedjan forskning, demonstration och kommersiell implementering* och där det blir tydligt vilka industrier och myndigheter som berörs av en sådan strategi. Strategin bör baseras på en beskrivning av de svenska förutsättningarna för CCS och BECCS och bör inkludera tekniker, finansiering (Box 5), juridiska och miljömässiga förutsättningar, allmänhetens uppfattning samt hur CCS och BECCS kopplar till andra utsläppsminskande åtgärder i de processer där tekniken är aktuell. Strategin bör förhålla sig till utvecklingen i Norge, eftersom lagring i ett inledande skede troligtvis kommer ske där. En svensk CCS strategi bör utgöra en del av en sammanhållen industripolitik som relaterar till det klimatpolitiska ramverket med målet om netto nollutsläpp till år 2045, och därefter negativa utsläpp.

### 4.3.1 Långa ledtider i processindustrin

Processindustrin kännetecknas ofta av långa ledtider i planering och implementering av ny teknik. Det är troligt att större modifieringar i processer – och dit torde implementering av CCS höra – måste genomföras i samband med större nyinvesteringar, till exempel av åldersskäl. Det kan återstå endast ett fåtal sådana möjligheter fram till år 2045. Det kan också konstateras att samtliga delar i CCS kedjan – avskiljning, transport och lagring – har demonstrerats i industriell skala på olika ställen i världen. Detta innebär att det i närtid bör gå att demonstrera CCS-tekniken under svenska förhållanden. Så kallad rening efter processen ("post combustion") finns mer eller mindre kommersiellt tillgängligt och kan installeras på en befintlig process. Det är också av största vikt att transport och lagring ingår i ett större demonstrationsprojekt för att skapa trovärdighet och acceptans för CCS-tekniken. Planering och realisering av ett sådant projekt bör bidra till att klargöra eventuella legala och juridiska hinder för effektivt införande av CCS tekniken.

Givet de långa ledtiderna för CCS och BECCS är ett rimligt antagande att en lyckad forsknings- och demonstrationsstrategi måste vara en del av en konkret färdplan mot industriell implementering av CCS, som också inkluderar utveckling av affärsmodeller för att finansiera CCS och BECCS. Staten har en viktig roll att hjälpa till att skapa marknader och minska risken för investeringar i ny teknik (Åhman m.fl., 2013). För att detta ska komma till stånd behövs att staten tar tydlig ställning i CCS-frågan. Detta är i linje med Nilsson m.fl. (2017) som pekar på att en framgångsrik industripolitik kräver interaktion mellan forskning och innovation, marknadsskapande åtgärder och utveckling av institutioner. Detta kräver att samtliga utsläppsminskande åtgärder analyseras med avseende på dess potentiella roll i omställningen av de olika industrierna. Arbetet med färdplaner som utförts av olika branscher inom ramen för Fossilfritt Sverige (<http://fossilfritt-sverige.se>) är en bra bas för fortsatt arbete. Det är viktigt att detta arbete tas tillvara och fortsätter, men på en mer detaljerad analysnivå. En lämplig form kan vara att arbetet innefattar samarbete mellan branschföreträdare och forskning med målet att ta fram möjliga färdplaner för svensk industri på en så detaljerad och konkret nivå som möjligt. Under 2018 har ett sådant arbete initierats (färdplanerna Bygg- och Anläggningsindustrin samt Betonginitiativet) i form av fortsatt arbete efter de inlämnade färdplanerna, men det är för tidigt att säga med vilken detaljeringsgrad och intensitet dessa arbeten kommer utföras.

**Box 5. Rekommendation:**

Varje industri (en eller flera anläggningar) med ett årligt punktutsläpp om till exempel minst 100 kt CO<sub>2</sub> (per anläggning) bör uppmuntras att utreda hur de skulle kunna uppnå noll nettoutsläpp med avseende på:

- Nyckelåtgärder och dess tekniker, inklusive bedömning av industrins framtid i en utsläppsbegränsad värld (vilket kan påverka bedömningen av storleken på de framtida utsläppen som kan vara föremål för CCS och BECCS).
- TRL-nivåer<sup>70</sup> på tekniker som finns tillgängliga för att minska utsläppen mot noll.
- Identifiering av kunskapsläge (svenskt och internationellt) samt forskningsbehov.
- Uppskattning av kostnaden i kr/ton CO<sub>2</sub> för nollutsläpp samt jämförelse med förväntad utveckling av priset på utsläppsrätter i EU:s handelssystem.
- Bedömning av påverkan på industrins produkter samt på priset på nyckelprodukter längst ut i värdekedjan där dessa används som insatsvara (jfr Box 6).
- Identifiering av vad som krävs affärs- och finansieringsmässigt för att möta utsläppsmålet.

Om CCS visar sig vara en viktig teknik för att uppnå nära nollutsläpp så bör anläggningen ingå i den i denna rapport föreslagna nationella strategin för CCS (se Box 4).

Utredningsuppdraget måste vara frivilligt men skulle kunna göras inom ramen för Fossilfritt Sverige, eller motsvarande satsning som samlar ett brett spektrum av aktörer inom aktuell bransch/värdekedja.

Energimyndigheten (eller lämpligt forskningsråd) bör bidra till finansieringen, eventuellt genom industriklivet eller liknande program. Det bör hittas former för att aktivt uppmuntra att detta arbete initieras hos berörda industrier och arbetet utförs lämpligen i samarbete med akademien eller forskningsinstitut. Resultatet av arbetet bör också utgöra viktig information för Naturvårdsverket och det klimatpolitiska rådet i deras arbeten med att följa upp det klimatpolitiska ramverket.

Ovan anges 100 kt CO<sub>2</sub> per år som gräns. Exakt vilken gräns som ska sättas bör utredas och kanske också bör bero på typ av utsläppskälla. En möjlighet kan vara att inkludera alla anläggningar som ingår i den handlande sektorn och se vilka som anger CCS som en trolig åtgärd för att möta utsläppsmålen. Även stora biogena utsläppskällor kan uppmuntras att genomföra en analys hur utsläppen ska kunna minskas till nära noll i enlighet med ovanstående punkter. Här finns dock ännu ingen drivkraft från något styrmedel och det kan därför vara svårt att få industrier med biogena utsläpp intresserade av att genomföra en sådan analys.

### 4.3.2 CCS tekniken finns men styrmedel och finansiering saknas

Mot bakgrund av att alla delar i CCS-kedjan redan demonstrerats i industriell skala, att det är mycket brådskande att minska utsläppen från svensk basindustri om klimatmålen ska nås, samt att det idag endast finns få storskaliga CCS-projekt, är det uppenbart att det saknas tillräckligt tydliga och långsiktiga styrmedel för att någon aktör ska ta den finansiella risken att investera i CCS. Inom EU har det förvisso funnits möjligheter till stöd för att demonstrera CCS-tekniken i form av de tidigare nämnda programmen "European Energy Programme for Recovery"<sup>71</sup> (EEPR) med en budget på 1,6 miljarder euro (för CCS and offshore wind) samt "New Entrants' Reserve 300"<sup>72</sup> (NER300) som

<sup>70</sup> Technology Readiness Level dvs teknikmognadsnivå.

<sup>71</sup> På svenska benämnt "återhämtningsprogrammet".

<sup>72</sup> På svenska benämnd "reserven för nya deltagare"

finansierades genom försäljning av 300 millioner utsläppsrätter. I en nyligen utkommen rapport från Europeiska Revisionsrätten (ER, 2018) konstateras *”Vi drar slutsatsen att inget av programmen resulterade i att CCS spreds i EU.”* Den första av rekommendationerna i rapporten lyder: *”För att göra EU:s finansiella stöd till innovativa demonstrationsprojekt för koldioxidsnål energi mer ändamålsenligt bör kommissionen, när förslag om stora, kapitalintensiva projekt som kräver att nationellt stöd och EU-stöd kombineras läggs fram för finansiering från den föreslagna innovationsfonden och andra relevanta centralt förvaltade EU-program, bedöma om förslagen överensstämmer med nationella klimat- och energiplaner och säkerställa att medlemsstaterna gör fasta och transparenta åtaganden innan den beviljar EU-medel.”*

Med andra ord kan det antas att det är viktigt att svensk industri och svenska myndigheter har positionerat sig och formulerat konkreta handlingsplaner för att öka chansen att ta del av eventuell EU-stöd framöver.

Det nyligen föreslagna forsknings- och innovationsprogrammet ”Horizon Europe” kommer ha en samlad budget på runt 100 miljarder euro (COM (2018) 435) och inkludera samtliga teknikområden och olika typer av stöd. I tillägg till detta har EU inrättat en ny innovationsfond liknande NER300. Den nya fonden (C (2019) 1492 final) ska finansieras med auktionering av minst 450 miljoner utsläppsrätter – samt överföring av resterande medel från NER300 - vilket skulle ge i storleksordningen 10 miljarder euro vid ett utsläppspris på minst 20 euro/ton koldioxid. Fonden är tänkt att påskynda införandet av klimatsmart teknik inklusive CCS, CCU, ny processteknik inom den energiintensiva industrin, innovativa förnybara tekniker och energilagring. Då investeringsbehovet i demonstrationsprojekt bedöms betydligt större än vad fonden kan täcka så anges i C(2019) 1492 att stöd från innovationsfonden bör kombineras med stöd från andra EU-program och nationella stöd.

I EU kommissionens långsiktiga strategi *”En ren jord åt alla - En europeisk strategisk långsiktig vision för en stark, modern, konkurrenskraftig och klimatneutral ekonomi”* (COM (2018) 773 ) listas sju strategiska byggstenar för vägen mot en ekonomi med noll nettoutsläpp av växthusgaser. En av dessa är *”Avskiljning och lagring av koldioxid för att komma åt de återstående utsläppen”* där det konstateras att utbyggnad av CCS-teknik är nödvändigt inom energiintensiva industrier, för framställning av koldioxidfri vätgas under en övergångsfas, samt för att skapa negativa utsläpp genom att fånga in och lagra koldioxidutsläpp från biogena källor.

Att det saknas tillräckligt starka och långsiktiga styrmedel för att CCS-tekniken ska implementeras i större skala framgår av samtliga färdplaner och strategier som redovisas ovan. I dessa rapporter (inklusive den svenska innovationsagendan - Energiforsk, 2015) ges trots det få konkreta förslag för finansiering eller föreslag om forskning som fokuserar på att ta fram finansieringsmodeller för CCS. Ett undantag är Storbritanniens ”CCUS Cost Challenge Taskforce Report” (Delivering Clean Growth, 2018) där det konstateras att CCS-kedjan avskiljning-transport-lagring måste delas för att minska risken för intressenterna i varje delsteg. Rapporten identifierar även en möjlig finansieringsmodell baserad på en så kallad ”Regulated Asset Based” (RAB) modell vilket är ett sätt att finansiera infrastruktur – till exempel vägar – genom avgifter som kombineras med upplåning på kapitalmarknaden. Detta skulle kunna användas för finansiering av transport- och lagringsinfrastruktur. RAB-modellen används i länder där infrastruktur (eller delar däri) ägs av privata aktörer (se t. ex. Stern, 2014), till exempel genom upplägg med Offentlig Privat Samverkan (OPS). Finansieringsutmaningen för CCS gäller dock inte bara transport- och lagringsinfrastrukturen utan hela CCS-kedjan kräver ett nytänk när det gäller finansiering (detta gäller för övrigt även andra transformativa tekniker och system där det finns en osäkerhet om marknaden som dessa ska verka



på). Om CCS och BECCS ska kunna implementeras i tid måste det finnas en tanke om en långsiktigt hållbar affärsmodell i vilken den initiala investeringen ska kunna finansieras med en godtagbar risk för de aktörer (privata och statliga) som bidrar till investeringen. Det vore rimligt att det undersöks om det kan finnas privata initiativ för att skapa finansiering, till exempel genom sektorsövergripande samverkan för att skapa en fondering av medel för klimatinvesteringar (som nämnts tidigare kan de färdplaner som tagits fram inom Fossilfritt Sverige vara en utgångspunkt i detta arbete<sup>73</sup>). Samtidigt är det naturligtvis av största vikt att Sverige verkar för att existerande styrmedel skärps till så långt det går – inte minst EU-ETS.

**Box 6. Rekommendation:**

Det bör skyndsamt utredas vilka möjligheter som kan finnas för att hantera den finansiella risken vid investering och drift av de olika delarna i CCS- och BECCS-kedjan, och vilken roll staten kan spela för att minska denna risk. Det bör även undersökas om det för de industrier som kan vara föremål för CCS går att hitta nya sätt att prissätta klimatåtgärderna längst ut i värdekedjan, så att slutkonsumenten ser merkostnaden av en klimatneutral produkt samt hur detta kan användas för finansiering av utsläppsminskande åtgärder inklusive CCS (jfr Box 5). Detta arbete bör knyta an till pågående forskning om styrmedel och finansieringsfrågor (till exempel inom Mistra Carbon Exit och även kopplat till diskussioner som förs inom Fossilfritt Sverige).

## 4.4 Forskningsbehov

När det gäller forskningsbehov så finns ett behov av att studera varje del i CCS-kedjan, det vill säga avskiljning, transport och lagring, samt hela kedjan ur ett systemperspektiv. Forskningens mål är att både besvara specifika tekniska frågeställningar och att ta fram sätt att få ned kostnaden, där störst potential för kostnadsreduktion troligtvis finns i avskiljningsdelen. Möjlighet att minska kostnaderna kan också finnas genom smarta logistiklösningar och från ökad förståelse för hur injektering vid lagringsplatsen bäst kan göras. Den strategiska forsknings- och innovationsagendan (Energiforsk, 2015) som togs fram som ett samarbete mellan en mängd industrier, högskolor och forskningsinstitut identifierade behov av forskning om:

- CCS i ett systemperspektiv
- Avskiljningstekniker
- Transport
- Lagring
- Acceptans

Detta överensstämmer ganska väl med de forskningsbehov som identifierats i ett antal andra länder, däribland ovannämnda strategier och färdplaner. CCS-strategin för Storbritannien (Energy and Climate Change, 2012), har i princip samma indelning som den svenska innovationsagendan men för varje del i CCS-kedjan (samt systemperspektivet) delas forsknings- och demonstrationsbehovet upp i behoven på kort (5-10 år), medellång (7-15 år) respektive lång (10-20+ år) sikt. Exempel på forskning

<sup>73</sup> Se färdplan för Bygg- och anläggningssektorn, fossilfritt Sverige, <http://fossilfritt-sverige.se/>

på kort sikt är utveckling av tekniker och att lära från demonstrationsprojekt, på medellång sikt att validera demonstrationsprojekt och på lång sikt att ta fram kommersiella avskiljningssystem med minst 85 procent avskiljningsgrad och kraftverk med avskiljning med hög verkningsgrad. Att det år 2012 på detta sätt identifierades ett behov av att lära från demonstrationsprojekt på kort sikt är en indikation på att det brådskar att få igång sådana.

Som indikerats ovan torde det vara viktigt att studera CCS som en del av en övergripande portfölj av utsläppsminskande åtgärder. I vissa fall finns alternativ till CCS, medan det i andra fall är svårt att se hur CCS kan undvikas. När det gäller processindustrin finns grovt sett följande möjligheter att minska koldioxidutsläppen; *byte av bränsle* för de energirelaterade utsläppen (till exempel kol och olja till biobränsle), *elektrifiering*, *byte av råvara* i produktionsprocesserna, införande av *bästa möjliga processteknik inklusive energieffektivisering* samt CCS. Möjligheterna för dessa olika åtgärder varierar mellan branscher och anläggningar men gemensamt för branscherna med de största utsläppen, är att mer eller mindre samtliga åtgärder behövs. Bränslebyte, införande av ny processteknik, elektrifiering och CCS är troligen de som har störst potential medan svensk process- och basindustri redan ligger långt framme avseende energieffektivitet.

Det kan också vara viktigt att inrätta forskning som bedömer risker med olika former av teknikutveckling på kort, medellång och lång sikt. I händelse av att vätgasbaserad stålproduktion (HYBRIT) av någon anledning inte lyckas fullt ut behövs en plan B som då kanske måste inkludera CCS.

#### **Box 7 Rekommendation**

Det bör initieras forskning som analyserar CCS-tekniken i ett vidare systemperspektiv där det givet olika scenarier och antaganden över hur de svenska punktutsläppen kan komma att utvecklas, studeras vilken roll CCS och BECCS kan ta i en övergripande portfölj av utsläppsminskande åtgärder för svensk industri. Sådana studier bör omfatta hela kedjan avskiljning, transport och lagring och ta hänsyn till utvecklingen av bränslen och insatsvaror för verksamheterna (till exempel tillgången på och konkurrens om olika biomassafraktioner). Denna forskning bör ge viktigt bidrag till att sätta ramarna för en svensk CCS-strategi (Box 4) samt baseras på analys av respektive industri, till exempel så som föreslås i Box 5.

Som nämnts ovan finns ett stort behov av att hitta nya finansieringsformer för CCS (Box 6). Det krävs därför forskning som kan studera vilka affärsmodeller och finansieringsmöjligheter som skulle kunna göra att CCS och BECCS implementeras i stor skala (samtidigt som detta bör snabbutredas i enlighet med Box 6). Här bör det förutom forskning tas ställning till om staten (via Energimyndigheten) kan stimulera innovativa finansieringsmodeller för CCS och BECCS. Mycket pekar på att EU:s handelssystem med utsläppsrätter inte kommer vara tillräckligt för att få till stånd storskalig implementering av CCS (samt att det idag helt saknas styrmedel för negativa utsläpp genom BECCS). Kompletterande styrmedel och strategier krävs alltså troligen, och detta gäller inte bara CCS och BECCS utan även andra mer transformativa – och därmed investeringstunga - förändringar i produktionsprocesserna inom process- och basindustrin. En del av dessa aspekter studeras i projektet Mistra Carbon Exit ([www.mistracarbonexit.com](http://www.mistracarbonexit.com)), men i tillägg till detta kan det behövas studier som fokuserar explicit på hur CCS och BECCS ska kunna implementeras.

Nedan redogörs för forskningsbehovet baserat på erfarenheter från litteratur och industrikontakter, den tidigare innovationsagendan samt inkomna svar från de nyckelaktörer som tillfrågats i samband med skrivandet av denna rapport.

### 4.4.1 Avskiljningstekniker

Forskning om avskiljningstekniker har det övergripande målet att få ned kostnaderna. Detta innebär framförallt att minska energiåtgången för avskiljningssteget men också att få fram tillförlitlig teknik. CCS och BECCS kommer troligtvis i första hand tillämpas på processer som har hög utnyttjningstid och därför är det viktigt att tekniken kan uppvisa hög tillgänglighet<sup>74</sup>. När det gäller investeringskostnaden bör den kunna minska i takt med erfarenhet från flera anläggningar (man brukar skilja på kostnad för "1st of a kind" och "nth of a kind").

För post-combustion-tekniken är energiåtgången för att regenerera absorbenten hög, och för oxyfueltekniken är det framställningen av syrgas som står för den största delen av energiåtgången, och därmed merparten av den rörliga kostnaden. Kemcyklisk förbränning har potential att radikalt minska kostnaden även om det återstår att lösa en del problem för att kunna använda fasta bränslen med hög tillgänglighet. För pre-combustion tekniken tillämpat på kraftverk är det förgasningsprocessen och med en mer komplex process som troligtvis driver upp kostnaden (i USA stoppades det så kallade Kemper projektet till stor del på grund av att kostnaderna skenade jämfört med vad som ursprungligen budgeterades). Rent generellt är CCS-tekniken kapitalintensiv och ett första storskaligt projekt kommer troligtvis bli förenat med högre kostnad. Men kostnadsreduktion kan förväntas som ett resultat av höjd kunskapsnivå från forskningsinsatser som av erfarenheter från demonstration och fullskaleimplementering.

Forskning om avskiljningstekniker sker idag på olika nivåer; grundforskning och tillämpad forskning. En betydande del av forskningen är experimentellt baserad men det finns även teoretisk forskning där olika processkoncept utvärderas med processsimuleringar, exempelvis för att undersöka hur processvärme kan återvinnas för att driva en del av avskiljningsprocessen.

När det gäller grundforskning så bör denna inte begränsas till vissa teknikspår utan det är viktigt att bra idéer kan erhålla forskningsstöd. Mer tillämpad forskning bör i ett svenskt perspektiv ta fasta på delar där Sverige har bäst förutsättningar avseende kompetens och industriell erfarenhet. Det som utmärker Sverige är en tradition av högt processkunnande och erfarenhet inom den energiintensiva industrin och energibranschen (kraftvärmeverk). Här finns betydande systemkunnande, medan teknikleverantörer av stora system idag till stor del kommer från internationella företag där delar av företaget finns i Sverige. Exempel är Valmet (panntillverkare) som har utveckling och tillverkning i både Sverige och Finland samt Babcock & Wilcox Völnund AB (rökgasreningsteknik). Detta är exempel på teknikleverantörer som tidigare har utgjorts av svenska fristående företag men som nu ingår i internationella företagsgrupper, där forskning och utveckling drivs både i Sverige och i andra länder. Process- och energiindustrin samlar en mängd konsulter och teknikexperter i samband med utvecklingen av processtekniken. Inom Preem, Cementa och Stockholm Exergi, som samtliga utreder möjligheter att installera CCS eller BECCS, finns naturligtvis ett stort kunnande avseende deras respektive processer. Sammanfattningsvis utgör den befintliga kompetensen en förutsättning för att demonstrera och utveckla CCS- och BECCS-tekniken. Nyttiggörandet av forskning och demonstration torde därför till stor del rikta sig till existerande industri (i Sverige och internationellt) snarare än att skapa helt nya bolag.

---

<sup>74</sup> För vissa tillämpningar som kraftvärme är det en fördel om processen också kan erbjuda flexibilitet, alltså att den kan köras med olika kapacitet över tid (i kraftvärmefallet för att anpassa driften till ett framtida elsystem med större mängder icke-planerbar kraft från vind och sol).

När det gäller avskiljningstekniker pekar de inkomna svaren från svenska nyckelaktörer inom CCS på följande behov:

- Att undersöka olika avskiljningsteknikers applicerbarhet på processer med fasta biobränslen utifrån ett teknikperspektiv. Detta inkluderar behov av långtidstester. I Boundary Dam-projektet (se avsnitt 3.1.1) uppvisade aminerna efter ett antal tusen timmar problem med att dessa oxiderade. Potentiellt skulle andra liknande okända reaktioner och problem kunna uppstå med andra tekniker. Långtidstester bör kunna ske i mindre skala i testriggar och bör inkludera både tekniker baserade på värme och "pressure swing" principen (då både tryck och temperatur påverkar reaktiviteten mellan olika ämnen).
- Att undersöka hur olika avskiljningstekniker kan integreras i de olika industriprocesserna som identifierats vara aktuella för CCS (jfr Box 5) samt hur dessa tekniker passar ihop med andra åtgärder som elektrifiering, och energieffektiviseringar genom till exempel processintegration.
- Att fortsätta forskning på innovativa tekniker som chemical looping combustion (kemcyklisk förbränning) och speciellt med tillämpning på biobränslen.
- Att analysera hur kostnadsreduktioner för de olika teknikerna för CCS, BECCS och BECCU (U= use, dvs användning av koldioxid) kan bidra till hur Sverige ska kunna uppnå negativa utsläpp. Här bör beaktas att kostnader kan vara svårbedömda utifrån teoretiska forskningsstudier. Olika tekniska lösningar behöver troligtvis analyseras på olika systemnivåer, dels baserat på detaljerade tekniska forskningsstudier, dels baserat på studier av systemkaraktär som undersöker hur olika tekniker påverkar de övergripande processerna och samverkar med andra utsläppsminskande åtgärder. En viktig aspekt är att studera hur CCS-tekniken kan införas i befintlig infrastruktur inom industri- och energisektorerna. Detta gäller inte bara post-combustion tekniken utan det kan även gälla hur chemical looping tekniken skulle kunna integreras i olika processer. Denna teknik är baserad på ett så kallat "dual-bed" koncept (två fluidiserade bäddar). I Sverige finns ett stort antal cirkulerande fluidiserade bäddar inom kraftvärmesektorn och därmed betydande erfarenhet av tekniken. Det tidigare förgasningsprojektet i Göteborg (GoBiGas) är ett exempel på ett "dual-bed" koncept där denna teknik demonstrerades och visade sig fungera.
- Att studera hur post-combustion-avskiljning av CO<sub>2</sub> från industriella rökgaser kan göras till så låg kostnad som möjligt, också i mindre skala ned till 50 ktCO<sub>2</sub>/år, till exempel genom att i första skedet fokusera på rökgaser med så hög CO<sub>2</sub> halt som möjligt (partiell avskiljning, jfr avsnitt 3.1.5). Ett exempel är vätgasproduktion på raffinaderi där denna process utgör en av ett flertal punktutsläpp på ett raffinaderi. Post-combustion-tekniken kan tillämpas på befintliga processer och bör därmed kunna implementeras på kort sikt. Det finns samtidigt ett behov av att analysera vilka avskiljningstekniker som kan appliceras på olika industriella utsläppskällor. Beroende på process kan man tänka sig att oxyfultekniken eller chemical looping processen kan tillämpas längre fram i tiden, beroende på vilken industriprocess eller kraftverksprocess som avses.
- Att utveckla eldriven kalcinering av kalksten (för produktion av högkvalitativ bränd kalk) och cementproduktion, vilket har potentialen att ge en hög koncentration av koldioxid i rökgaserna vilket underlättar infångning och rening av koldioxiden ur rökgaserna.

- Att studera och föreslå affärsmodeller och finansieringsmöjligheter som skulle kunna göra att CCS och BECCS implementeras i stor skala (gäller hela kedjan avskiljning, transport och lagring).

#### **Box 8 Rekommendation**

Då avskiljningsdelen för CCS och BECCS är den del där det finns störst potential att reducera kostnaderna bör en svensk forskningsstrategi möjliggöra finansiering av forskning av både grundläggande och tillämpad karaktär och utgöra en del av en nationell CCS- och BECCS-strategi (Box 4). Det är alltså viktigt att det även satsas tillräckligt med forskningsmedel på tekniker som redan idag bedöms som tekniskt möjliga att implementera och att forskningssatsningar kopplas till förutsättningar som gäller i svensk process- och energiindustri. Lämpligen utgör ett arbete som föreslås i Box 5 ett underlag till forskningssatsningar.

### **4.4.2 Transport**

Transportsteget i CCS och BECCS kedjan är kanske den del som är i minst behov av rena forskningsinsatser. Detta då det redan idag går att beställa båttransport av koldioxid och det finns industriell erfarenhet av transport av koldioxid i industriella pipelinesystem. Men inom ramen för systeminriktad forskning där det analyseras vilken roll CCS och BECCS kan ha för att klara noll nettoutsläpp och minusutsläpp är det viktigt att inkludera transportsystemet med därtill hörande logistiklösningar och kostnader. Detta är i enlighet med de inkomna svaren från aktörerna som pekar på vikten av:

- Att det utförs förfinade systemstudier som undersöker olika terminallösningar och förutsättningar för delad transportinfrastruktur (till exempel direktinjektion från båt jämfört med landbaserat mellanlager som utgör nuvarande norska lösning). Här bör samordning med norska forskningsinsatser göras. Viktigt är att det kan tas fram kostnadseffektiva lösningar för Sverige.
- Precisering av krav på koldioxidens sammansättning (det vill säga den mängd föroreningar som kan tillåtas) och fastställande av maximal vattenhalt för att säkerställa att inga korrosionsrisker uppkommer.
- Att studera olika finansieringsformer för transport och lagring. Detta bör dock troligtvis vara en del av en analys av finansieringsmodell för hela CCS-kedjan (se nedan).
- Att etablera forskning som bedömer risken för, och konsekvensen av, eventuella utsläpp i transport- och lagringskedjan (till exempel genom LCA analys).
- Att ta fram underlag för hur nuvarande juridiska hinder (båttransport inom EU-ETS samt Londonprotokollet) för lagring av svensk koldioxid i Norge kan övervinnas. Dessa hinder måste utredas snarast och förslag tas fram på vad som behövs för att de ska kunna undanröjas (se även avsnitt 4.6 nedan).

### **4.4.3 Lagring**

Mycket pekar på att de första storskaliga CCS-projekten i Sverige kommer tillämpa lagring på norskt territorium. Detta då det råder oklarheter avseende förutsättningarna och kapaciteten för lagring på

svenskt territorium. Därför bör det snarast utredas vilka villkor som kan förväntas (speciellt kostnadsmissigt) för lagring på norskt territorium.

Lagring inom svenskt territorium förutsätter dels en ändring av Helsingforskonventionen så att lagring kan tillåtas i Östersjön och dels att det kan definieras en lagringsvolym där den lagrade koldioxiden stannar inom svenskt territorium. Ett viktigt mål för lagringsstudier blir därmed att fastställa den faktiska lagringskapaciteten inom svenskt territorium.

#### **Box 9: Rekommendation**

Villkoren för lagring på norskt territorium i närtid bör utredas givet olika antaganden om lagringsmängder. Samtidigt bör möjligheterna och potentialen för lagring av koldioxid inom svenskt territorium utredas i större detalj. Ett sådant arbete bör kunna svara på om, och i så fall för vilka volymer, detta är realistiskt. Här bör första steget vara att definiera vilken typ av beslutsunderlag som behövs för att bedöma om lagring på svenskt territorium är rimligt. Ett första arbete bör ha som mål att fastställa vilken tidsram och vilka resurser som krävs för att få fram en sådan bedömning (inklusive att utreda möjligheterna för att ändra Helsingforskonventionen så att lagring i Östersjöområdet tillåts). I fallet att lagringsvolym inom svenskt territorium bedöms vara alltför begränsad för att vara intressant, bör det analyseras vad samverkan på längre sikt med andra länder (runt Östersjön) och då speciellt med Norge innebär.

Ett pilotprojekt på Gotland där målet är att borra igenom och i detalj undersöka de bergarter som finns under havet ost och sydost om Gotland kan bli viktigt. Injektion av koldioxid och övervakningsmetodik bör också testas och utvärderas i samband med ett sådant pilotprojekt. Ett projekt torde därmed täcka in både forskning och demonstration. I enlighet med Box 9 bör ett sådant arbete föregås av att det tydliggörs vilken tidsram och vilka resurser som behövs för arbetet samt vilka faktorer som är viktiga att undersöka. Exempel på områden som är viktiga att undersöka är:

- Information och slutsatser som kan fås från analys av befintliga seismiska data.
- Bedömning av lagringspotential genom insamling av ny och kompletterande information inriktad på koldioxidlagring, bland annat från borrhinar med tillhörande tester och analyser.
- Takbergarternas uppbyggnad, det vill säga den bergart som avgränsar lagringsvolymen uppåt.
- De strukturgeologiska förhållandena, inklusive kartläggning av förkastningar.
- Reservoarernas hydrauliska egenskaper.
- Fysikaliska och geokemiska parametrar, för reservoarer och takbergarter.
- Bassängmodellering och dynamisk reservoarsimulering med olika metoder inklusive modellering av CO<sub>2</sub>-injektion i Faludden-sandstenen. Detta för att få svar på vilka mängder koldioxid som kan lagras och hur en optimering av ett injektionssystem kan se ut med och utan tryckreducerande brunnar som då ger produktion av formationsvatten. En viktig fråga vid produktion av formationsvatten för att reducera trycket är vad man i så fall ska göra med det producerade vattnet.

- Konsekvenser av en eventuell slutsats att lagringsmöjligheterna på svenskt territorium är begränsade, till exempel med avseende på kostnader och affärsmodeller för transport och lagring samt juridik.
- Möjligheter till samverkan med länder runt Östersjön, till exempel i form av gemensamma databaser för koldioxidlagring och en gemensam regional lagringsatlas för sydöstra Östersjön (identifiering och klassificering av potentiella lager). Då internationellt samarbete kan ta tid att etablera så bör utredning av lagringsmöjligheterna på svenskt territorium prioriteras.

## 4.5 Demonstration

Det finns ett stort behov av demonstrationsprojekt inom CCS och BECCS under förutsättningar som är relevanta för Sverige och svenska utsläppskällor.

Av stor vikt är att snarast få till stånd ett eller flera demonstrationsprojekt för de industrier och processer som identifierat (eller kommer identifiera) CCS som en möjlig eller nödvändig utsläppsminskande åtgärd på vägen mot nollutsläpp (jfr Box 5). Detta gäller inte minst cementindustrin där CCS krävs för att ta bort de processrelaterade utsläppen. Då i alla fall de första svenska projekten troligtvis kommer behöva lagra på norskt territorium är det viktigt att ett demonstrationsprojekt görs i samverkan med norska aktörer. Demonstration bör innefatta hela kedjan avskiljning, transport och lagring. Mindre demonstrationsprojekt skulle kunna begränsas till att endast utvärdera en avskiljningsteknik men en svensk CCS- och BECCS-strategi bör i möjligaste mån sikta på demonstration av hela CCS-kedjan i rimligt stor skala (jfr Box 4). Detta inte minst för att få acceptans för tekniken. Vad som är rimligt stor skala kan bero på industri och till vilken grad det finns en mer långsiktig CCS-strategi för den aktuella industrin. Oavsett är det av yttersta vikt att tekniken verkligen demonstreras under betingelser som är så lika ett kommersiellt fullskaleprojekt som möjligt. En sådan demonstration av hela CCS-kedjan innebär också att ett antal juridiska frågor kommer behöva hanteras, till exempel hur transporter med båt hanteras inom EU ETS, Londonprotokollets hinder mot export och lagring av koldioxid och möjligheten till bilaterala avtal för export (se även avsnitt 4.6).

Om Sverige och svensk industri ska vara föregångare i klimatarbetet är det viktigt att demonstration sker i närtid. En svensk CCS- och BECCS-strategi (Box 4) måste innefatta en plan för hur demonstration av idag tillgänglig avskiljningsteknik (troligtvis post-combustion-teknik) kan kombineras med forskning- och utveckling av såväl denna teknik som med framtida tekniker (som chemical looping).

**Box 10: Rekommendation**

Det är viktigt att det så snart som möjligt planeras för ett svenskt demonstrationsprojekt som omfattar hela CCS-kedjan; avskiljning, transport och lagring. Givet de långa ledtiderna i energi- och processindustrin är det viktigt att snarast ta fram en färdplan mot demonstration. En sådan färdplan ska vara så heltäckande som det går och omfatta val av anläggning, teknikval, finansiering, juridik och miljökonsekvensbeskrivning samt andra aspekter som bedöms relevanta. I nuläget är det Stockholm Exergi, Preem och Cementa som har kommunicerat CCS och BECCS som del av sin framtida klimatportfölj och dessa kan därför utgöra kandidater för demonstration.

### 4.5.1 Avskiljning

De inkomna synpunkterna från CCS-aktörer visar på följande behov:

- Att initiera, genomföra och utvärdera demonstrationsprojekt på svensk energi- eller processindustri. Post-combustion med högpresterande aminer eller annan avskiljningsteknik (till exempel Benfield-processen eller oxyfuelteknik) bör gå att implementera inom nära framtid, eller eventuellt efter att ett pilotprojekt genomförts. Här är det viktigt att sikta på industriell skala, alltså projekt där betydande mängder CO<sub>2</sub> avskiljs vilket också är en förutsättning för att det ska vara meningsfullt att demonstrera hela kedjan avskiljning-transport-lagring.
- Att demonstrera idag omogna, men lovande, tekniker som chemical looping combustion. Detta bör ske i steg och troligtvis föregås av pilotförsök i mindre skala. Här kan det finnas möjligheter att ansluta till förgasningsprojekt i industriella tillämpningar, där ett dual-bädd-system först skulle kunna användas för att demonstrera chemical looping combustion för att – när demonstrationsprojektet är slutfört – övergå till att användas för förgasningsändamål.
- Att demonstrera oxyfuelkalcinering av kalksten i roterugn för produktion av högkvalitativ bränd kalk (>200tpd) och CO<sub>2</sub>.

### 4.5.2 Transport och lagring

De inkomna synpunkterna från CCS-aktörer visar på följande behov:

- Utvärdering av transport- och lagringsinfrastruktur med avseende på hur en sådan kan organiseras för drift i stor skala. Det senare bör kunna analyseras i teoretiska arbeten som studerar olika transport- och lagringskoncept på ett mer detaljerat sätt än vad som hittills finns redovisats (jfr avsnitten 3.2 och 3.3) och där det görs en konsekvensanalys av miljömässiga och juridiska aspekter.
- Provtagning av bergarter för vidare specialanalyser riktade mot CO<sub>2</sub>-injektion och lagring samt borrhning av injektionshål i mellankambrisk sandsten, inklusive injektionstester.
- Test och demonstration av injektering på södra Gotland och i sydvästra Skåne. I enlighet med Box 9 bör detta föregås av en analys av vilka volymer lagring som är realistiska inom svenskt territorium. Ett demonstrationsprojekt kan ligga förhållandevis nära Gotland. Modellerings med användning av resultat från ett testprojekt kan bestämma bästa geologiska läge för ett



större projekt. Om och när ett sådant demonstrationsprojekt bör genomföras beror eventuellt på utkomsten av utvärdering och analys av befintliga data enligt resonemang ovan.

- Det är viktigt att få erfarenhet från användning av seismiska data och andra metoder (geokemiska) för att detektera läckage från lagringsplatser.

## 4.6 Allmänhetens inställning, miljömål samt juridik

När det gäller allmänhetens och olika aktörers inställning till CCS, miljömål samt juridik är det svårt att dra en gräns mellan forskning och vad som kopplar till demonstration och detta särskiljs därför inte här.

Allmänhetens uppfattning – det som vanligtvis i forskningen benämns acceptansfrågor – framhålls ofta som en viktig fråga i samband med CCS (och då även avseende lokalisering av utrustning för transport av koldioxid över landområden). Internationellt har det gjorts ganska mycket forskning kring allmänhetens uppfattning om CCS. I Sverige kommer CCS innebära lagring off-shore, vilket bör innebära att denna fråga blir mindre kritisk (speciellt som lagring inledningsvis troligen sker på norskt territorium). Forskning om allmänhetens och andra aktörers uppfattning om CCS kan vara motiverat men bör då integreras i studier relaterade till olika aspekter på omställningen av Sveriges energi- och industrisystem som helhet, samt i samband med implementering av explicita projekt, inklusive demonstrationsprojekt. Det är troligt att frågeställningar relaterade till hur CCS-tekniken uppfattas kommer vara mer av indirekt karaktär, till exempel synen på användning av biomassa från skogen (där det redan finns en debatt) när det gäller BECCS.

Frågeställningar hur CCS och BECCS påverkar eller bidrar till hur de 17 hållbarhetsmålen ("Sustainable Development Goals"<sup>75</sup>) kan uppfyllas är också av vikt att studera. Även här bör sådana studier göras i ett brett perspektiv där möjliga utvecklingsvägar för att ställa om Sveriges energi- och industrisystem utvärderas från ett brett hållbarhetsperspektiv. Om de svenska klimatmålen ska nås till 2045 kan det behövas kompromisser med andra hållbarhetsmål. På vilket sätt och vilka prioriteringar detta ger upphov till bör vara föremål för forskning inom flera vetenskaper (till exempel samhällsvetenskap, juridik och ekonomi).

När det gäller juridiska frågeställningar kring CCS så pekar en av Bastorprojektets rapporter (Langlet & Rydberg, 2015) på följande punkter som viktiga att klargöra:

- Definition av startpunkten för "infångad" koldioxid. Den punkt vid vilken koldioxiden räknas som infångad finns inte klart definierad i dagens regelverk. Detta är viktigt vid förhandling av kontrakt samt frågor kring tredjepartstillträde. Nuvarande status behöver undersökas.
- EU:s direktiv för CCS innehåller inte mycket information hur lagringsplatser som sträcker sig över territorialgränser ska regleras. Detsamma gäller för pipelinetransport som sträcker sig över landsgränser. Här behöver klargörande avseende nuvarande status och undersökas om det behöver tas fram riktlinjer.
- Det finns idag inga incitament inom EU-ETS för att avskilja och lagra biogen koldioxid. Bastorrapporten pekar på att det behöver utvärderas hur ett nationellt regelverk skulle kunna

<sup>75</sup> <http://www.undp.org/content/undp/en/home/sustainable-development-goals.html>

utformas som gör att biogen koldioxid kan tillgodoräknas som klimatåtgärd. Det bör också undersökas om det går att inkludera ”negativa utsläpp” i EU-ETS (till exempel genom att skapa en separat marknad för negativa utsläpp), vilket troligtvis är något som tar betydligt längre tid om det ens är möjligt.

- Transport med båt täcks inte in av EU-ETS, vilket innebär att koldioxid som avskilts och transporteras med båt och lagras räknas som att den släpps ut. Bastorrapporten pekar på att det finns en möjlig mekanism som eventuellt kan göra att båttransport kan räknas in, men detta är endast möjligt genom att pröva enskilda fall (Langlet & Ryberg, 2015). Enligt Langlet & Rydberg är detta knappast hållbart i längden utan man bör verka för att båttransport kan räknas in i EU-ETS.
- Det bör också undersökas vilka möjligheter som finns för att export av koldioxid med efterföljande lagring kan tillåtas enligt Londonprotokollet. Dels möjligheten att påskynda ratificering av den tidigare nämnda ändringen (Artikel 6) och dels möjligheten att upprätta bilaterala avtal mellan export- och importland (i första hand mellan Sverige och Norge).
- Lagring av koldioxid i Östersjöområdet kräver en ändring av Helsingforskonventionen (SÖ 1996:22). Det bör därför snarast utredas hur konventionen kan ändras för att tillåta lagring av koldioxid.
- Hantering av tredjepartstillträde till transport- och lagringsinfrastruktur behöver undersökas.
- Vilka möjligheter det finns för lagring inom Natura 2000-områden eftersom både Faludden och Arnagergrönsand (se tabell 4) ligger inom sådant område. Detta då det enligt rättsenheten på Regeringskansliet måste ske en prövning i varje enskilt fall för att veta vilka möjligheter det skulle kunna finnas för lagring av koldioxid inom Natura 2000-områden.

Sammantaget behöver det visas hur en faktisk CCS-verksamhet skulle fungera i relation till ovanstående utmaningar, genom att testa på ett tänkt fall som omfattar hela kedjan, avskiljning, transport och lagring. När det gäller styrmedel och strategier bör det utredas hur det kan skapas incitament för negativa utsläpp, till exempel genom en separat utsläppshandel för negativa utsläpp eller genom ett nationellt styrmedel. Det kan mycket väl finnas en tillräcklig betalningsvilja inom olika sektorer för att köpa negativa utsläpp och på så sätt neutralisera fossila utsläpp alternativt åstadkomma en klimatpositiv värdekedja (jämför Max hamburgare som har en klimatpositiv meny åstadkommen genom att finansiera trädplantering och Stockholm Exergis lagring av biokol). En utmaning är dock att finansiera den höga investeringskostnaden när det gäller BECCS-anläggningar.

#### **Box 11: Rekommendation**

Det bör snarast utredas hur de hinder som kopplar till juridik, styrmedel och regleringar kan övervinnas. Speciellt viktigt är att utreda hur nuvarande barriärer kopplat till Londonprotokollet och båttransport inom EU-ETS kan övervinnas. Det bör också studeras hur det kan skapas incitament för negativa utsläpp. Studier av allmänhetens uppfattning om CCS – där det är viktigt att hela kedjan avskiljning, transport och lagring ingår - bör kopplas till explicita implementeringsprojekt snarare än generella studier.

## 5 Referenser

ADB, 2015, Roadmap for Carbon Capture and Storage Demonstration and Deployment in the Peoples Republic of China, Asian Development Bank, November 2015. ISBN 978-92-9257-042-2.

APEC (Asia-Pacific Economic Cooperation) Energy Working Group October 2009: "BUILDING CAPACITY FOR CO<sub>2</sub> CAPTURE AND STORAGE IN THE APEC REGION A training manual for policy makers and practitioners

ATKINS, 2018, Kvalitetssikring (KS2) av demonstrasjon av fullskala fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub> – tilleggsvurdering fase 2, Atkins og Oslo Economics, 29 juni, 2018.

Bergmo, P., Wessel-Berg, D., Grimstad, A-A. 2014. Towards maximum utilization of CO<sub>2</sub> Storage Resources. Energy Procedia Volume 63, 2014, 5114-5122.

Berndes G, Abt B, Asikainen A, Cowie A, Dale V, Egnell G, Lindner M, Marelli, L, Paré D, Pingoud K & Yeh S. 2016. Forest biomass, carbon neutrality and climate change mitigation. From Science to policy 3. Joensuu: European Forest Institute.

Berndes, G., Goldmann, M., Johnsson, F., Lindroth, A., Wijkman, A., Forests and the climate - Manage for maximum wood production or leave the forest as a carbon sink?, Kungl. Skogs- och Lantbruksakademiens TIDSKRIFT nr 6, 2018, ISBN 978-91-88567-21-5 (digital version: 978-91-88567-22-2).

Black-Samuelsson S, Eriksson H, Henning D, Janse G, Kaneryd L, Lundborg A och Niemi Hjulfors L. 2017. Bioenergi på rätt sätt – om hållbar bioenergi i Sverige och andra länder. Report by Skogsstyrelsen, Energimyndigheten, Jordbruksverket och Naturvårdsverket. Rapport 10, Skogsstyrelsen. 2017.

Cabello, A., Hughes, R.W., Symonds, R.T., Champagne, S., Lu, D., Mostafavi, E., Mahinpey, N., Economic Analysis of Pressurized Chemical Looping Combustion for SAGD Applications, 5th International Conference on Chemical Looping, 24-27 September 2018, Park City, Utah, USA.

C (2019) 1492 final, KOMMISSIONENS DELEGERADE FÖRORDNING (EU) av den 26.2.2019, om komplettering av Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/87/EG vad gäller driften av innovationsfonden, Bryssel den 26.2.2019.

CATO 2016, Transportation and unloading of CO<sub>2</sub> by ship - a comparative assessment. CATO Project WP9 Final Report April 2016. Doc.nr: CCUS-T2013-09-Do8.

CLIMIT strategi 2012-2020. Kan laddas ned från [www.climit.no/no/Documents/CLIMIT%20-%20Strategi2012-2020.pdf](http://www.climit.no/no/Documents/CLIMIT%20-%20Strategi2012-2020.pdf) (nedladdad november 2018),

COCATE 2013. "Large-scale CCS Transportation infrastructure in Europe". Deliverables N° D5.1.3 Final Publishable Summary Report.

COM (2018) 435 final, EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS FÖRORDNING om inrättande av Horisont Europa – ramprogrammet för forskning och innovation, och om dess regler för deltagande och spridning, Europeiska kommissionen, 2018.

COM (2018) 773 final, En ren jord åt alla - En europeisk strategisk långsiktig vision för en stark, modern, konkurrenskraftig och klimatneutral ekonomi, Bryssel den 28.11.2018.

CSLF 2017. Carbon Sequestration Leadership Forum. 2017 Carbon Sequestration Technology Roadmap.

de Visser E. m. fl. 2008. Dynamis CO<sub>2</sub> quality recommendations. International Journal of Greenhouse Gas Control Volume 2, 2008, pg 478-484.

ECLAIR - "Emission-free chemical looping coal combustion process" Final Report 2014, EUR 26742.

EG, 2009, Direktiv 2009/31/EG, Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/31/EG av den 23 april 2009 om geologisk lagring av koldioxid.

DNV GL 2017. Det Norske Veritas. Design and operation of carbon dioxide pipelines. DNVGL-RP-F104 November 2017.

Delivering Clean Growth, 2018, Delivering Clean Growth - CCUS Cost Challenge Taskforce Report, Rapport beställd av "Minister of State for Energy and Clean Growth" MP Claire Perry, 2018. Kan laddas ner från [www.gov.uk/government/publications/delivering-clean-growth-ccus-cost-challenge-taskforce-report](http://www.gov.uk/government/publications/delivering-clean-growth-ccus-cost-challenge-taskforce-report)

Elforsk 2008: "Avskiljning och lagring av CO<sub>2</sub>. Kunskap av strategiskt värde för den svenska energisektorn". Elforsk rapport 08:58.

Elforsk 2014. CCS in the Baltic Sea region – Bastor 2, Work Package 5. Infrastructure for CO<sub>2</sub> transport in the Baltic Sea Region. Elforsk Report 14/49.

Elforsk 2014b. CCS in the Baltic Sea region – Bastor 2, Final Summary Report Elforsk report 14:50.

Energiforsk, 2015, Processindustrin och nollvisionen, En strategisk forsknings- och innovationsagenda finansierad av Vinnova, Energimyndigheten och Formas, Rapport 2015:138, ISBN 978-91-7673-138-3 (kan laddas ner från: [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)).

Energy and Climate Change, 2012, CCS Roadmap - Supporting deployment of Carbon Capture and Storage in the UK, Department of Energy and Climate Change, 2012.

Equinor 2018a, "Northern Lights Project: Developing an infrastructure for transport and storage of CO<sub>2</sub>". Presentation av Dr Per Sandberg på Naturvårdsverket 5/10, 2018.

ER, 2018, Demonstration av avskiljning och lagring av koldioxid och innovativa förnybara energikällor i kommersiell skala i EU: utvecklingen har inte gått framåt som planerat under det senaste årtiondet, Europeiska Revisionsrätten, 2018-10-23 (i enlighet med artikel 287.4 andra stycket i EUF-fördraget), Särskild rapport, Nr 24, Se <https://www.eca.europa.eu/sv/Pages/ecadefault.aspx>

Equinor, 2018b, Northern Lights - Mottak og permanent lagring av CO<sub>2</sub>. Tillegg til forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning Dok. nr. RE-PM673-00039.

Fridahl, M (editor), 2018, Bioenergy with carbon capture and storage: From global potentials to domestic realities, Rapport Fores, ISBN: 978-91-87379-47-5.

Garðarsdóttir, S.Ó., Normann, F., Skagestad, R., Johnsson, F., Investment costs and CO<sub>2</sub> reduction potential of carbon capture from industrial plants—A Swedish case study, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2018, 76, sidorna 111-124.

Gardarsdottir, S.O., De Lena, E., Romano, M., Roussanaly, S., Voldsund, M., Pérez-Calvo, J.-F., Berstad, D., Fu, C., Anantharaman, R., Sutter, D., Gazzani, M., Mazzotti, M., Cinti, G. Comparison of technologies for CO<sub>2</sub> capture from cement production—Part 2: Cost analysis, (2019) *Energies*, 12 (3), art. no. 542

Gassnova, Rösjorde A., 2019. "Delivering CO<sub>2</sub> to the Norwegian CO<sub>2</sub> chain". Presentation på Tekna "CO<sub>2</sub> konferensen 2019", 16-18:e januari 2019.

GCCSI, 2018, The Global CCS Institute, se [www.globalccsinstitute.com/](http://www.globalccsinstitute.com/)

GCCSI, Nov2018, <https://hub.globalccsinstitute.com/publications/dedicated-ccs-legislation-current-and-proposed/german-ccs-legislation>

Geocapacity 2009. Storage Capacity. Work Package 2, Deliverable D16, May 2009. [www.geology.cz/geocapacity](http://www.geology.cz/geocapacity).

Hetland, J., Christensen, T., 2008. Assessment of a fully integrated SARGAS process operating on coal with near zero emissions. *Appl. Therm. Eng.* 28, 2030–2038. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2008.03.052>

HM Government, The Clean Growth Strategy - Leading the way to a low carbon future, Presented to Parliament pursuant to Sections 12 and 14 of the Climate Change Act 2008, Amended April 2018 from the version laid before Parliament in October 2017. Kan laddas ner från <https://www.gov.uk/government/publications/clean-growth-strategy>.

HM Government, Clean Growth The UK Carbon Capture Usage and Storage deployment pathway - An Action Plan", 2018.

House of Commons, 2015, House of Commons Energy and Climate Change Committee "Future of carbon capture and storage in the UK", Second Report of Session 2015–16, HC692.

IEA, 2016, Impact of CO<sub>2</sub> purity on CO<sub>2</sub> compression, liquefaction and transportation", IEA GHG Report 2016/01.

IEA, CCC, 2017, IEA Clean Coal Center April 2017: "Public outreach approaches for carbon capture and storage projects".

IEA ETP 2017, International Energy Agency. Energy Technology Perspectives, 2017 edition.

IEA GHG, International Energy Agency. CO<sub>2</sub> Pipeline Infrastructure. Report 2013/18, January 2014.

IEA GHG, International Energy Agency, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, The costs of CO<sub>2</sub> storage – Post demonstration CCS in the EU, 2011.

IEA/UNIDO, 2011, Technology Roadmap - Carbon Capture and Storage in Industrial Applications, OECD/International Energy Agency and United Nations Industrial Development Organization, 2011.

PCC 2005: “Special Report on carbon dioxide capture and storage”- Technical Summary prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

Johnsson, F., Kjärstad, J., Rootzén, J., 2018, The threat to climate change mitigation posed by the abundance of fossil fuels, *Climate Policy*, pp. 1-17.

Kjärstad m. fl., 2014. CCS in the Baltic Sea region – Bastor 2, Work Package 5. Infrastructure for CO<sub>2</sub> transport in the Baltic Sea Region. Elforsk Report 14/49.

Kjärstad m. fl., 2015. Recommendations on CO<sub>2</sub> transport solutions. Deliverable D20 in the NORDICCS project, September 2015.

Kjärstad m. fl., 2016. Ship transport – a low cost and low risk CO<sub>2</sub> transport option in the Nordic countries. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 54, August 2016, pages 168–184.

IPCC, 2018, Special Report “Global warming of 1.5°C, Intergovernmental Panel on Climate Change, Chapter 2, Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development, ISBN 978-92-9169-151-7.

Langlet, D., Rydberg, N., CCS in the Baltic Sea Region – Bastor 2 Work Package 4 – Legal & Fiscal Aspects, Elforsk report 14:48, 2015.

A. Lyngfelt, B. Leckner, A 1000 MW<sub>th</sub> boiler for chemical-looping combustion of solid fuels - discussion of design and costs, *Applied Energy* 157 (2015) 475–487.

Mortensen m. fl., 2016. Characterization and estimation of CO<sub>2</sub> storage capacity for the most prospective aquifers in Sweden. *Energy Procedia* Volume 86, 2016, pg 352 – 360. The 8th Trondheim Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Storage.

National Audit Office, 2017, Carbon capture and storage: the second competition for government support, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, HC 950 SESSION 2016-17 20 JANUARY 2017.

Nilsson, L. J. (Red.), Johansson, B. (Red.), Ericsson, K., Hildingsson, R., Kronsell, A., Andersson, F. N. G., 2017, Nollutsläpp i basindustrin - förutsättningar för en ny industripolitik, (101 red.) Lund: Miljö- och energisystem, LTH, Lunds universitet.

NORDICCS 2015. Selection of the best CO<sub>2</sub> storage sites in the Nordic region. Deliverable AD 6.1401. [www.sintef.no/projectweb/nordiccs](http://www.sintef.no/projectweb/nordiccs)

NORDICCS, 2016a, Final Project Report: “Building Nordic Excellence in CCS, NORDICCS – The Nordic CCS Competence Centre”.

NORDICCS 2016b. Koldioxidlagring i Sverige – sammanställning och resultat från NORDICCS. [www.sintef.no/projectweb/nordiccs](http://www.sintef.no/projectweb/nordiccs)

OD, 2012, Oljedirektoratet, CO<sub>2</sub> storage ATLAS - Norwegian North Sea. 2012.

OED, 2012, Mulighetsområdet for realisering av fullskala CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge”, Rapport NCOO-2012-RE-00034

OED, 2013, Realisation of full-scale CCS in Norway: Areas of feasibility”, Rapport 301700/PWR/TGU/A-063/G, 2013

OED 2016. Norges Olje- og Energidepartementet. Mulighetsstudier av fullskala CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge. [www.regjeringen.no/en/dep/oed](http://www.regjeringen.no/en/dep/oed) .

Regeringen, 2009, En hållbar energi- och klimatpolitik för miljö, konkurrenskraft och trygghet, publicerad 6/1 2009 (se <http://www.regeringen.se/informationsmaterial/2009/02/en-hallbar-energi-och-klimatpolitik-for-miljo-konkurrenskraft-och-trygghet/> )

Regeringen, 2017/18:238, En klimatstrategi för Sverige, Skrivelse, Stockholm den 12 april 2018.

Regeringen, 2018:07, Kommittédirektiv ”Kompletterande åtgärder för att nå negativa utsläpp av växthusgaser”, Beslut vid regeringssammanträde den 19 juli 2018.

Ringrose, P.S., 2018: “The CCS hub in Norway: some insights from 22 years of saline aquifer storage”, Energy Procedia 146 (2018), 166–172.

Ros m.fl., 2016, Start of a CO<sub>2</sub> hub in Rotterdam: connecting CCS and CCU. Energy Procedia, Volume 63, 2014, pg 2691 – 2701. The Greenhouse Gas Control Technologies Conference no. 12 in Austin Texas.

Rootzén, J., Johnsson, F. 2017a, Managing the costs of CO<sub>2</sub> abatement in the cement industry Climate Policy, 17 (6), pp. 781-800.

Rootzén, J., Johnsson, F. 2017b, Paying the full price of steel – Perspectives on the cost of reducing carbon dioxide emissions from the steel industry, Energy Policy, 98, pp. 459-469.

Rydén M, Lyngfelt A. Using steam reforming to produce hydrogen with carbon dioxide capture by chemical-looping combustion. International Journal of Hydrogen Energy. 2006; 31:1271-83.

SGI, 2018, Statens Geotekniska Institut. Remissvar: Förbättrat genomförande av direktivet om lagring av koldioxid, daterat 5/3, 2018.

Scottish Carbon Capture & Storage, 2015. Ship transport of CO<sub>2</sub>: An Overview. UKCCSRC Biannual Meeting, Cranfield University, 22nd April 2015. [www.sccs.org.uk](http://www.sccs.org.uk).

SGU 2016. Sveriges Geologiska Undersökning. Koldioxidlagring i Sverige – sammanställning och resultat från NORDICCS. SGU-rapport 2016:20.

SGU, 2017, Sveriges Geologiska Undersökning. Geologisk lagring av koldioxid i Sverige – Lägesbeskrivning avseende förutsättningar, lagstiftning och forskning samt olje- och gasverksamhet i Östersjöregionen, ISSN 0349-2176, ISBN 978-91-7403-399-1.

Sopher, D., Juhlin, C., Erlström, M., A probabilistic assessment of the effective CO<sub>2</sub> storage capacity within the Swedish sector of the Baltic Basin, International Journal of Greenhouse Gas Control 30 (2014) 148–170.

SGU, 2019, Sveriges Geologiska Undersökning, personlig kommunikation Gry Møl Mortensen.



SOU 2016:21 "Ett klimatpolitiskt ramverk för Sverige", Delbetänkande av miljömålsberedningen, Stockholm 2016, ISBN 978-91-38-24422-7.

SOU 2016:47 "En klimat- och luftvårdsstrategi för Sverige", Delbetänkande av miljömålsberedningen, Stockholm 2016, ISBN 978-91-38-24469-2.

SOU, 2017:2, Kraftsamling för framtidens energi, Stockholm, 2017.

Statoil, 2018, Northern Lights – Mottak og lagring av CO<sub>2</sub> Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning Dok. nr. RE-PM673-00010.

Stenberg V, Rydén M, Mattisson T, Lyngfelt A. Exploring novel hydrogen production processes by integration of steam methane reforming with chemical-looping combustion (CLC-SMR) and oxygen carrier aided combustion (OCAC-SMR). *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2018;74:28-39.

Stern, J. (2014), 'The Role of the Regulatory Asset Base as an Instrument of Regulatory Commitment', *European Networks Law and Regulation Quarterly*, 2:1, sidorna 15–27.

Strömberg L., m.fl., 2009: "Update on Vattenfall's 30 MWth Oxyfuel Pilot Plant in Schwarze Pumpe". *Energy Procedia* 1 (2009), GHGT9.

Sundqvist, M., Biermann, M., Normann, F., Larsson, M., Nilsson, L., 2018. Evaluation of low and high level integration options for carbon capture at an integrated iron and steel mill. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 77, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.07.008>.

Svensson, R., Odenberger, M., Johnsson, F., Strömberg, L., Transportation infrastructure for CCS - Experiences and expected development, *Greenhouse Gas Control Technologies*, 2005, pp. 2531-2534.

SÖ 1996:22, Sveriges Internationella överenskommelser, 1992 års konvention om skydd av Östersjöområdets marina miljö, Utrikesdepartementet, ISSN 0284-1967.

Tel-Tek, 2014, Ship transport of CO<sub>2</sub>: Status and Technology Gaps. Tel-Tek report no. 2214090 September 2014.

Thunman, H., Lind, F., Breitholtz, C., Berguerand, N., Seemann, M., Using an oxygen-carrier as bed material for combustion of biomass in a 12-MWth circulating fluidized-bed boiler (2013) *Fuel* 113, 300-309.

Thunman, H., Seemann, M., Berdugo Vilches, T., Maric, J., Pallares, D., Ström, H., Berndes, G., Knutsson, P., Larsson, A., Breitholtz, C., Santos, O. Advanced biofuel production via gasification – lessons learned from 200 man-years of research activity with Chalmers' research gasifier and the GoBiGas demonstration plant (2018) *Energy Science and Engineering*, 6 (1), pp. 6-34.

Voldsund, M., Gardarsdottir, S.O., De Lena, E., Pérez-Calvo, J.-F., Jamali, A., Berstad, D., Fu, C., Romano, M., Roussanaly, S., Anantharaman, R., Hoppe, H., Sutter, D., Mazzotti, M., Gazzani, M., Cinti, G., Jordal, K., Comparison of technologies for CO<sub>2</sub> capture from cement production—Part 1: Technical evaluation (2019) *Energies*, 12 (3), art. no. 559.



Wessel-Berg m. fl., 2014. Large scale CO<sub>2</sub> storage with water production. Energy Procedia Volume 63, 2014, Pg 3782-3794. The Greenhouse Gas Control Technologies Conference no. 12, Austin Texas, 2016.

Wilhelmsson, B., Kollberg, C., Larsson, J., Eriksson, J., Eriksson, M, A feasibility study evaluating ways to reach sustainable cement production via the use of electricity, Rapport från CemZero-projektet,

[https://www.cementa.se/sites/default/files/assets/document/65/de/final\\_cemzero\\_2018\\_public\\_version\\_2.0.pdf.pdf](https://www.cementa.se/sites/default/files/assets/document/65/de/final_cemzero_2018_public_version_2.0.pdf.pdf)

ZEP 2011. Zero Emissions Platform. The costs of CO<sub>2</sub> transport. [www.zeroemissionsplatform.eu](http://www.zeroemissionsplatform.eu) .

Åhman, M., Nilsson, L. J., & Andersson, F. N. G. (2013). Industrins utveckling mot netto-nollutsläpp 2050 (IMES/EES Rapport 88). Lund University.

Økland, J.K., Transport av CO<sub>2</sub> med skip, fra fangst til lagring. Presentation på Den Norske Gasskonferansen 5 april 2017.

## 6 Bilagor

### 6.1 Bilaga 1: Svenska koldioxidutsläppskällor > 100 kton/år

Anläggning	Kommun	Verksamhet	CO2-Utsläpp 2016, kiloton		
			Biogena	Fossila	Totala
Cementa AB, Slitefabriken	Gotland	Cement	162,1	1741,7	1903,9
Södra Cell Mönsterås	Mönsterås	Pappersmassa	1810,8	22,8	1833,6
Skutskärs Bruk	Älvkarleby	Pappersmassa	1825,7	0,2	1825,9
Luleå kraftvärmeverk LUKAB	Luleå	Kraft/Värme	0,0	1794,9	1794,9
Metsä Board Sverige AB, Husums fabrik	Örnsköldsvik	Pappersmassa	1483,0	60,7	1543,7
SSAB EMEA AB i Luleå	Luleå	Stål/Järn	0,0	1511,0	1511,0
SSAB Oxelösund AB	Oxelösund	Stål/Järn	0,0	1501,7	1501,7
Preemraff, Lysekil	Lysekil	Raffinaderi	0,0	1428,1	1428,1
Gruvöns bruk	Grums	Pappersmassa	1280,0	15,6	1295,6
VÄRTAVERKET	Stockholm	Kraft/Värme	865,7	424,9	1290,6
Korsnäsverken	Gävle	Pappersmassa	1239,0	17,0	1256,0
SCA Östrands massafabrik	Timrå	Pappersmassa	1134,7	31,7	1166,4
Smurfit Kappa Kraftliner Piteå	Piteå	Pappersmassa	1120,1	13,0	1133,1
BillerudKorsnäs Sweden AB Skärblacka Bruk	Norrköping	Pappersmassa	996,0	11,5	1007,5
Södra Cell Mörrum	Karlskrona	Pappersmassa	951,9	17,0	968,9
Södra Cell Värö	Varberg	Pappersmassa	958,4	10,1	968,5
Skoghalls Bruk	Hammarö	Pappersmassa	889,2	53,4	942,6
Iggesunds Bruk	Hudiksvall	Pappersmassa	884,0	26,7	910,7
BillerudKorsnäs Karlsborgs AB	Kalix	Pappersmassa	876,5	5,7	882,3
HÖGDALENVERKET	Stockholm	Kraft/Värme	527,8	280,1	807,9
Västerås kraftvärmeverk	Västerås	Kraft/Värme	582,7	220,6	803,3
Händelöverket	Norrköping	Kraft/Värme	616,6	175,6	792,2
STORA ENSO PAPER AB	Bromölla	Pappersmassa	745,6	0,0	745,6
SCA Munksund	Piteå	Pappersmassa	688,8	17,1	705,9
BillerudKorsnäs Skog & Industri AB, Frövi	Lindesberg	Pappersmassa	681,8	13,9	695,6
Borealis Krackeranl.	Stenungsund	Kemi	0,0	664,2	664,2
Mondi Dynäs AB	Kramfors	Pappersmassa	633,4	14,8	648,2
Vallviks Bruk	Söderhamn	Pappersmassa	603,7	6,3	610,0
Igelsta kraftvärmeverk	Södertälje	Kraft/Värme	602,1	1,1	603,1
Gärstadverket	Linköping	Kraft/Värme	327,7	245,9	573,5
Bäckhammars Bruk	Kristinehamn	Pappersmassa	538,9	7,0	545,9
Sävenäs	Göteborg	Kraft/Värme	348,4	193,7	542,1
St1 Refinery AB	Göteborg	Raffinaderi	0,0	535,2	535,2
Preem AB Preemraff Göteborg	Göteborg	Raffinaderi	0,0	503,5	503,5
Sysavs avfallsförbränningsanläggning	Malmö	Förbränning	291,9	193,7	485,6
Domsjö Fabriker AB	Örnsköldsvik	Pappersmassa	476,3	4,3	480,5
SCA Obbola AB	Umeå	Pappersmassa	447,8	28,3	476,1
Munksjö Aspa Bruk AB	Askersund	Pappersmassa	450,9	15,1	466,0
LKAB - Kirunagruvan	Kiruna	Övriga - Gruvdrift	0,0	445,1	445,1
BRISTAVERKET	Sigtuna	Förbränning	308,3	98,9	407,1
Cementa AB Skövdefabriken	Skövde	Cement	15,5	369,4	384,9
Boländeranläggningarna, Avfallsförbränningsanläggning	Uppsala	Förbränning	231,4	143,1	374,5
Dåva kraftvärmeverk	Umeå	Förbränning	291,0	76,3	367,3
SCA Ortiken	Sundsvall	Pappersmassa	318,7	18,8	337,4
E.ON Värme Sverige AB, Åbyverket	Örebro	Förbränning	253,1	82,3	335,4
Värmeverket Vattumannen	Eskilstuna	Förbränning	325,0	3,8	328,8
Sandviksverket	Växjö	Förbränning	289,8	12,4	302,1
Ryaverket	Borås	Förbränning	251,0	46,4	297,4
Igelsta värmeverk	Södertälje	Förbränning	199,0	96,4	295,3
Rya Gaskraftvärmeverk	Göteborg	Förbränning	0,0	293,1	293,1
Hedenverket	Karlstad	Förbränning	263,5	23,5	287,0
Kraftvärmeverket Torsvik, KVV1 (avfall) och KVV2 (förbränning)	Jönköping	Förbränning	233,3	52,0	285,3
Rönnskärsverken	Skellefteå	Stål och metall	1,4	274,3	275,8
Lugnviksverket	Östersund	Förbränning	245,4	16,9	262,4
Kraftvärmeverket Övik Energi A	Örnsköldsvik	Förbränning	220,7	38,7	259,3
JORDBRO KRAFTVÄRMEVERK	Haninge	Förbränning	251,4	0,0	251,4

**Bilaga 1 fortsättning**

Anläggning	Kommun	Verksamhet	CO2-Utsläpp 2016, kiloton		
			Biogena	Fossila	Totala
STORA ENSO FORS AB	Avesta	Pappersmassa	237,2	2,6	239,8
CEMENTA, Degerhamn	Mörbylånga	Cement	2,8	236,7	239,5
SSAB EMEA AB	Borlänge	Stål och metall	239,0	0,0	239,0
Nordkalk / Köping	Köping	Förbränning	0,0	237,7	237,7
Stora Enso Paper AB	Hylte	Pappersmassa	220,9	14,2	235,1
Bomhus Energi	Gävle	Förbränning	231,6	0,0	231,6
Stora Enso Paper AB, Kvarnsveden Mill	Borlänge	Pappersmassa	201,1	20,3	221,3
Lidköpings Värmeverk, Filen	Lidköping	Förbränning	171,2	49,3	220,5
Öresundsverket, (ÖVT)	Malmö	Förbränning	0,0	215,3	215,3
Boländeranläggningarna, Kraftvärmeverket o Bolandv	Uppsala	Förbränning	41,2	165,5	206,6
Kubikenborg Aluminium AB	Sundsvall	Stål och metall	0,0	200,0	200,0
Filborna Kraftvärmeverk	Helsingborg	Förbränning	116,3	79,6	196,0
Kristinehedsverket	Halmstad	Förbränning	119,7	75,9	195,6
Höganäs Sweden AB	Höganäs	Stål och metall	0,0	188,5	188,5
Riskullaverket	Mölnadal	Förbränning	166,9	18,7	185,6
HÄSSELBYVERKET	Stockholm	Förbränning	178,0	5,4	183,4
Munksjö Paper AB Billingsfors	Bengtstors	Pappersmassa	163,0	17,7	180,6
Allöverket	Kristianstad	Förbränning	168,1	0,4	168,5
Hedensbyns kraftvärmeverk	Skellefteå	Förbränning	148,4	18,0	166,4
Sundsvall Energi AB, Korstavverk	Sundsvall	Förbränning	93,9	67,2	161,2
Fortum Waste Solutions AB, Norrtorp	Kumla	Förbränning	25,1	123,3	148,4
Perstorp Oxo AB, Stenungsund	Stenungsund	Kemi	0,0	141,8	141,8
NYNAS AB, Oljeraffinaderiet i Nynäshamn	Nynäshamn	Raffinaderi	0,0	141,5	141,5
Fiskeby bruk	Norrköping	Pappersmassa	87,8	53,6	141,4
Sävenäs Kraftvärmeverk	Göteborg	Förbränning	131,9	6,9	138,8
Västermalmsverket / Falu Energi & Vatten AB	Falun	Förbränning	133,1	3,0	136,1
Ildbäckens Kraftvärmeverk	Nyköping	Förbränning	133,4	0,7	134,0
Bodens värmeverk, BEAB	Boden	Förbränning	88,8	42,3	131,1
Outokumpu Stainless AB, Avesta	Avesta	Stål och metall	0,0	129,8	129,8
Ångcentralen	Perstorp	Förbränning	95,5	34,0	129,5
Kraftvärmeverket i Linköping	Linköping	Förbränning	84,0	43,0	127,0
Lillesjö Avfallskraftvärmeverk	Uddevalla	Förbränning	75,8	49,3	125,0
LKAB - Malmbergsgruvan	Gällivare	Övriga - Gruvdrift	0,0	121,8	121,8
Värmeverket Södra Vaktien 17/18	Tranås	Förbränning	120,4	0,0	120,4
HPC Simpan och Ena Kraft, kraftvärmeverket	Enköping	Förbränning	119,3	0,6	119,8
Vargön Alloys AB	Vänersborg	Stål och metall	0,0	118,7	118,7
Heleneholmsverket, (HVK)	Malmö	Förbränning	5,8	112,9	118,7
SOLNAVERKET	Solna	Förbränning	109,6	6,7	116,3
Västhamsverket, (VHV)	Helsingborg	Förbränning	114,8	0,9	115,7
Bravikens Pappersbruk	Norrköping	Pappersmassa	99,2	14,9	114,1
LKAB - Svappavaaragruvan Leveäniemi	Kiruna	Övriga - Gruvdrift	0,0	110,4	110,4

Data från Naturvårdsverkets utsläppsregister <https://utslappsisiffror.naturvardsverket.se/> Data för år 2016.

## 6.2 Bilaga 2: Egenskaper hos koldioxid och krav vid transport

### *Egenskaper hos koldioxid*

Vid atmosfäriskt tryck och temperatur är ren koldioxid en färglös gas som vid låg koncentration är luktfri.

Vid normalt atmosfärstryck och temperatur är den stabila koldioxidfasen i gasform. Koldioxid har då en molekylvikt som är ca 50 procent högre än luft. Vid atmosfäriskt tillstånd kommer således densiteten av gasformig CO<sub>2</sub> vara högre än omgivande luft, vilket kommer påverka hur koldioxiden sprider sig när den släpps ut till omgivningen. Tabell B1.1 visar några utvalda fysikaliska egenskaper för ren koldioxid.

**Tabell B2.1.** Utvalda fysikaliska egenskaper för ren koldioxid<sup>76</sup>.

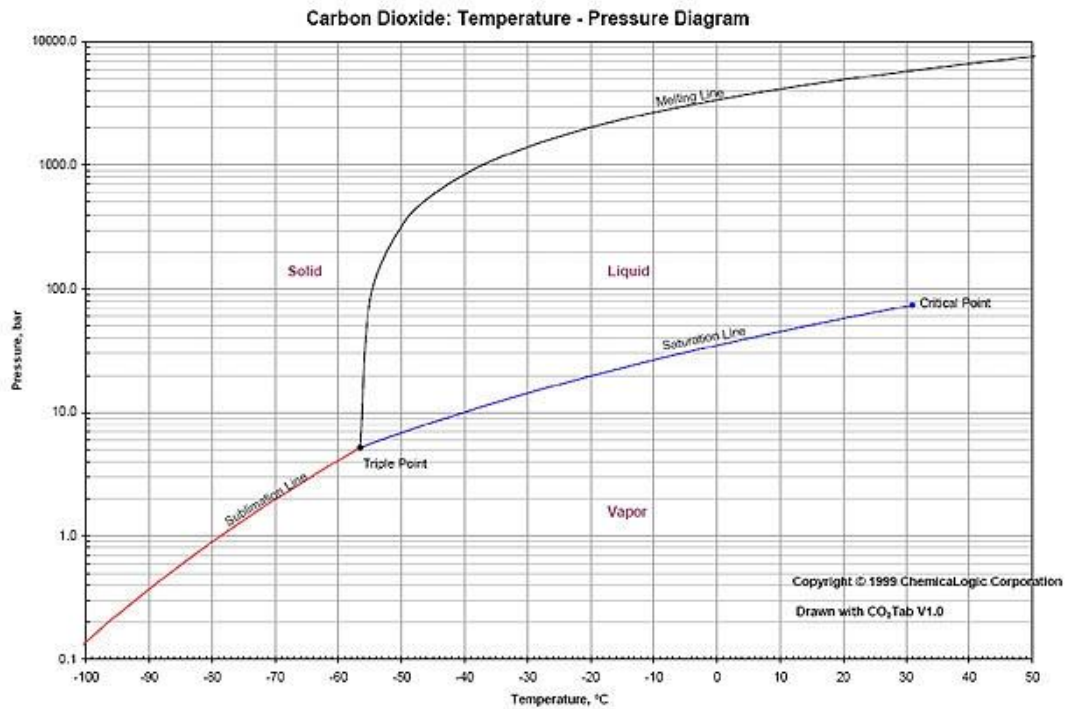
Egenskap, enhet	Värde
Molekylvikt, g/mol	44,01
Kritiskt tryck, bar	73,8
Kritisk temperatur, °C	31,1
Trippelpunkten tryck, bar	5,18
Trippelpunkten temperatur, °C	-56,6
Densitet som gas vid 0°C och 1 bar, kg/m <sup>3</sup>	1,98
Densitet vid kritiska punkten, kg/m <sup>3</sup>	467
Densitet som vätska vid 0°C och 70 bar, kg/m <sup>3</sup>	995
Densitet i fast form vid fryspunkten, kg/m <sup>3</sup>	1562

Figur B2.1 visar fasdiagram för koldioxid som funktion av temperatur och tryck. Koldioxidens trippelpunkt, det vill säga den tryck- och temperaturnivå där den kan existera både som gas, som vätska och i fast tillstånd är -56,6 °C och 5,18 bar. Vid trippelpunkten säger man att de tre faserna gas, vätska och fast form befinner sig i jämvikt.

Kritiska punkten är vid trycket 73,8 bar och temperaturen 31,1 grader Celsius, över denna tryck- och temperaturnivå är koldioxiden i superkritisk fas med vätskeliknande egenskaper. Vid kritiska punkten är densiteten relativt hög, 467 kg/m<sup>3</sup>. Det är vanligt att referera till superkritisk vätska som tät fas men som visas i figur B1.1 kan mycket högre densitet uppnås, vilket är fördelaktigt både vid transport och lagring av koldioxid. Superkritisk CO<sub>2</sub> är en starkt flyktig vätska som snabbt förångas när trycket antar omgivningens betingelser.

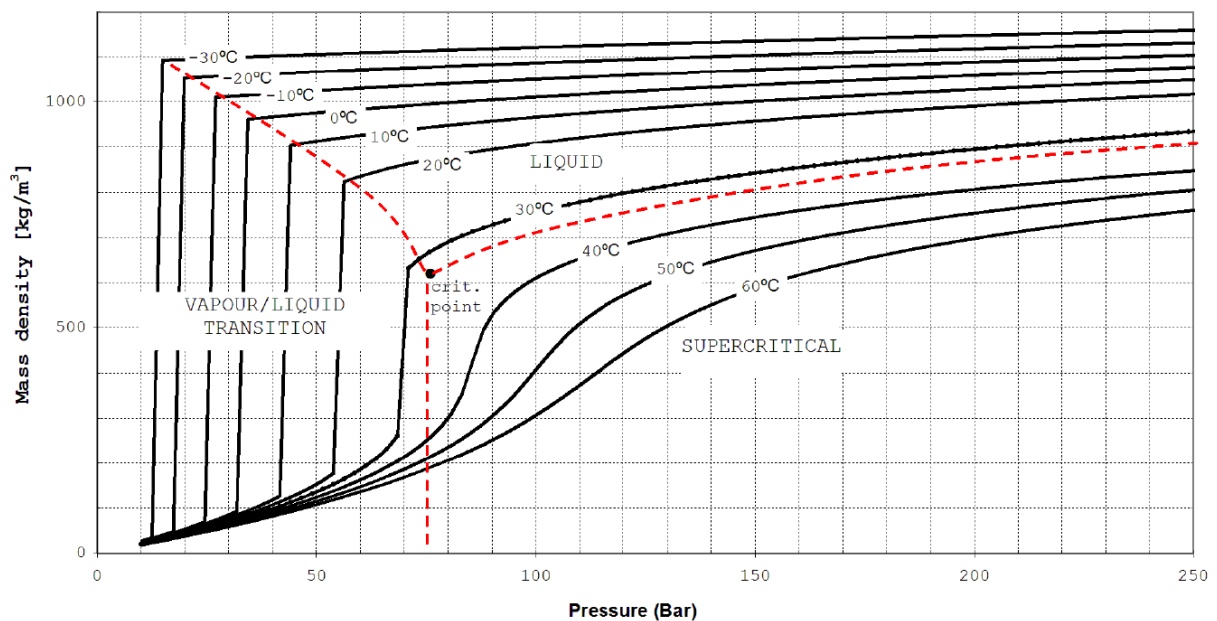
Tät fas (hög densitet) förekommer i fasdiagrammet för tryck- och temperaturkombinationer ovan ånga - vätskelinjen och under den fasta vätskelinjen, dvs i området märkt "Liquid" i Figur B2.1.

<sup>76</sup> Från Det Norske Veritas. Design and operation of carbon dioxide pipelines. DNVGL-RP-F104 November 2017.



**Figur B2.1.** Tryck- och temperaturdiagram för koldioxid, källa GCCSI 2018<sup>77</sup>.

Figur B2.2 visar massdensiteten för ren CO<sub>2</sub> som en funktion av till exempel en rörlednings driftstemperatur och tryck. Notera den stora stegförändringen i densiteten när koldioxiden går från ånga till flytande tillstånd.



**Figur B2.2.** Koldioxidens densitet som funktion av tryck och temperatur (baserad på Peng Robinson Equation of State). Koldioxidens densitet bör vara hög både under transport och lagring, från DNV GL 2017<sup>78</sup>.

<sup>77</sup> The Global CCS Institute, 2018, [www.gccsi.com](http://www.gccsi.com)

<sup>78</sup> DNV GL 2017. Det Norske Veritas. Design and operation of carbon dioxide pipelines. DNVGL-RP-F104 November 2017.

### **Kvalitetskrav för koldioxidtransport**

När det gäller att bestämma tillståndet på den avskilda koldioxiden (för transport och lagring) rekommenderar DNV GL (2017) att för CO<sub>2</sub>-blandningar som innehåller signifikanta nivåer av föroreningar, så bör tillståndsekvationen (Equation of State) justeras med användning av experimentella data, speciellt med avseende på vattenlöslighet (lagring) och hydratbildning (transport).

DYNAMIS-projektet angav kvalitetsnormer för transport av koldioxid i pipelines, däribland också koldioxidens vattenhalt som rekommenderades till max 500 ppm (de Visser, 2008). DNV GL (2017) påpekar att laboratorieexperiment har visat att korrosion kan förekomma i system där det finns orenheter som NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> och O<sub>2</sub> även vid väldigt små mängder vatten i koldioxiden. Exempelvis hävdas det i DNV-rapporten att vid 500 ppmv vatten så var det "relativt hög korrosion" när koldioxiden innehöll både NO<sub>x</sub> och SO<sub>x</sub>. Det sägs dock inget om hur stora mängder NO<sub>x</sub> och SO<sub>x</sub> koldioxiden innehöll i laboratorieexperimenten som refereras till ovan. IEA GHG (2014) indikerar att offshore i Europa kan det komma fordras mindre än 50 ppmv, baserat på slutsatser från två engelska projekt.

Enligt DNV GL (2017) och Elforsk (2008) så kan vatten kombinerat med högt CO<sub>2</sub>-partialtryck ge upphov till höga korrosionshastigheter, främst på grund av bildningen av kolsyra. Samtidigt så finns det för närvarande inga tillförlitliga modeller för förutsägelse av korrosionshastigheter med tillräcklig precision för ett högt partialtryck av CO<sub>2</sub> vid närvaro av vatten. Orenheter av NO<sub>x</sub> eller SO<sub>x</sub> kan bilda syror som i kombination med små fraktioner av vatten kan ha en signifikant effekt på korrosionshastigheten. Enligt DNV GL så visade en "liten laboratorieundersökning" att NO<sub>x</sub> i CO<sub>2</sub>-strömmen var mer frätande än SO<sub>2</sub> vid mycket lågt vatteninnehåll (50 ppmv). Vid 500 ppmv vatten resulterade emellertid både NO<sub>x</sub>- och SO<sub>2</sub>-föroreningar i relativt höga korrosionshastigheter. Som experiment indikerar detta att mycket lite vatten krävs för att få korrosion. DNV GL (2017) påpekar också att det finns behov av vidareutveckling av testutrustning och testförfaranden för att säkerställa att denna typ av tester är representativa för faktiska förhållanden i fält. Baserat på den nuvarande förståelsen av CO<sub>2</sub>-korrosionsmekanismer vid högt partialtryck och rådande osäkerheter kring effekterna av andra komponenter i CO<sub>2</sub>-strömmen, så rekommenderar DNV GL (2017) att ta fram ett system för certifiering av det planerade rörlednings-materialet för den transporterade vätskan.

Tabell B2.2 ger gränsvärden för transport av koldioxid. Dessa gränsvärden ska ses som en indikation på nivåer snarare än exakta värden. Vid förvätskning inför båttransport anger Gassnova (2019) att det är lättare, jämfört med koldioxidbehandlingen inför pipelinetransport, att uppnå de gränsvärden som anges (lättare att avskilja föroreningar i samband med övergång till vätskefas).

**Tabell B2.2.** Angivna gränsvärden för olika ämnen i koldioxid för transport i samband med koldioxidavskiljning. Sammanställt från ECLAIR (2014) samt Gassnova (2019).

	ECLAIR (2014)		Gassnova (2019), (ppmv)
	Transport and storage	Transport and EOR	
CO <sub>2</sub>	>95%	>95%	
H <sub>2</sub> O	50 ppmv	50 ppmv	≤30
N <sub>2</sub> +Ar	<4%	<4%	≤10
O <sub>2</sub>	<5%	<100 ppmv	≤10
SO <sub>2</sub>	<50 ppmv	<50 ppmv	≤10
H <sub>2</sub> S	<200 ppmv	<200 ppmv	≤9
CO	<3.2%	<3.2%	≤100
H <sub>2</sub>	<3%	<3%	≤50
CH <sub>4</sub>	<4%	<4%	

## 6.3 Bilaga 3: CCS strategier för Storbritannien och Norge

**Tabell B3.1.** Forskningsbehov identifierat i den brittiska CCS-strategin från 2012. Från CCS Roadmap - Supporting deployment of Carbon Capture and Storage in the UK, Department of Energy and Climate Change, 2012.

R&D Theme	Short term R&D needs (5 – 10 years)	Medium term R&D needs (7 – 15 years)	Long-term R&D needs (10 – 20+ years)
<b>Whole systems</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Investigate system operability and power plant interaction between CO<sub>2</sub> grid</li> <li>Test flexibility to cope with change in demand</li> <li>Develop CO<sub>2</sub> accounting</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Further Investigation of complex interaction of CO<sub>2</sub> from multiple sources (capture technologies, industrial sources)</li> </ul>	
<b>Capture</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Learn from demonstration projects</li> <li>Develop understanding of environmental impact</li> <li>Identify requirements for retrofitting</li> <li>Adapt technology for range of fuel types</li> <li>Specify CO<sub>2</sub> standards</li> <li>Establish common measures and monitoring</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Provide validation of demonstration capture technologies</li> <li>Develop and demonstrate 2<sup>nd</sup> generation capture agents and processes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Develop commercially available systems with &gt;85% capture rate for all fuel types</li> <li>Develop capture systems with efficiency &gt;45% including CO<sub>2</sub> capture</li> </ul>
<b>Industrial CCS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Investigate extent to which CCS technologies could apply to industrial applications</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Identify sources with sufficient operational lifetime remaining to make retrofitting feasible</li> </ul>	
<b>Transport</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Understand potential hazards and risks to inform decisions on pipeline routes onshore</li> <li>Develop techniques for leak mitigation and remediation</li> <li>Develop ship-based transport option</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gather best practice data</li> <li>Identify novel pipeline materials and sealing and joining technologies</li> <li>Develop technologies to reduce power and cost of compression</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Develop performance database for CO<sub>2</sub> transport networks to enable grid optimisation</li> </ul>
<b>Storage</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Improve understanding of geological seal integrity and subsurface CO<sub>2</sub> behaviour/ flow</li> <li>Estimate UK CO<sub>2</sub> storage capacity</li> <li>Develop and demonstrate low-cost and sensitive CO<sub>2</sub> monitoring technologies</li> <li>Develop best practice guidelines for well construction, completion and remediation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Test injection at significant scale at multiple sites</li> <li>Investigate water production</li> <li>Develop techniques for rapid, detailed appraisal of formation capacity</li> <li>Improve monitoring technologies</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Develop techniques for high efficiency use of formation capacity</li> </ul>



**Tabell B3.2.** Översikt över de initiativ som identifieras i Storbritanniens nuvarande CCUS strategi för att uppnå de mål som identifierats i strategin. Från HM Government (2018).

Summary of actions needed to deliver our 2030s ambitions			
Address policy barriers	Review barriers to deploying CCUS and consult on emerging findings	Identify infrastructure re-use opportunities and set out HMG policy	Set out policy options for responsibly developing GGRs
Delivery capability	Assess delivery capability required for projects during the 2020s	Examine delivery implications of deploying at scale during the 2030s	Industry to build delivery capability in the private sector
Delivery of infrastructure	Commence detailed engagement with industry on the critical challenges to delivering CCUS in the UK	Examine the opportunity of shared CO <sub>2</sub> infrastructure	Consult on the design of the Industrial Energy Transformation Fund
Innovation	Deliver £40 million innovation programmes focused on CCUS	Set out next steps for UK CCUS innovation	Develop new, innovative R&D projects and collaborative partnerships with academia and industry
International collaboration	Progress outcomes of the global Accelerating CCUS Summit	Deliver an action plan to advance the Mission Innovation CCUS Challenge	Work with other Governments to identify and address barriers to cross border transport of CO <sub>2</sub>
CCUS Council		CCUS Council to advise on priorities and progress	

2019
  Early 2020s
  Ongoing

**Tabell B3.3.** Mål for CCS tekniker i norske CLIMIT strategien for 2012-2020.

Teknologi- område	Bidrag innen 2016	Bidrag innen 2020
<b>Fangst</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ny fangsteknologi for røykgassrensing på TCM</li> <li>To lab-skala-prosjekter videreført til pilotskala</li> <li>Lab-skala tester for ny og lovende teknologi innen alle tre teknologityper</li> <li>Pilotanlegg for industriprosesser</li> <li>Karbonnegative konsepter inkludert bioCCS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ny, innovativ teknologi brakt frem gjennom forskningsprosjekter, benkeskala og pilot til uttesting på TCM</li> <li>Nye konsepter som kombinerer fangst, transport og lagring gjennom bruk av CO<sub>2</sub><sup>1</sup></li> </ul>
<b>Transport</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Virkning av urenheter i CO<sub>2</sub> klarlagt på korrosjon og transportegenskaper</li> <li>Validerte og kvalitetssikrede modeller for spredning og miljøkonsekvenser av CO<sub>2</sub> ved lekkasjer</li> <li>Design av utstyr og prosedyrer som kan effektivisere skipstransport av CO<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Økt driftssikkerhet og reduserte kostnader knyttet til design og drift av transportsystemer for CO<sub>2</sub></li> <li>Ha utviklet all nødvendig teknologi for å etablere effektive nettverk av skipstransportløsninger for CO<sub>2</sub></li> </ul>
<b>Lagring</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Validerte og kvalitetssikrede overvåkings-teknologier og numeriske modeller i CO<sub>2</sub>-feltlaboratorier eller i laboratorieskala</li> <li>Etablert et forskningsprogram for overvåking og modellering i forbindelse med et fullskala lagringsprosjekt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Overvåking og modellering gjennomført i forbindelse med et fullskala lagringsprosjekt</li> <li>Demonstrasjon og kvalifisering av teknologier og modelleringsverktøy for CO<sub>2</sub>-lagring som tilfredsstiller krav for planlegging, utbygging, drift, prediksjon, overvåking og avbøtende tiltak for et fullskala lagringsprosjekt. Disse skal være dokumentert etter internasjonalt anerkjente retningslinjer.</li> </ul>
<b>Miljø</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tilstrekkelig miljøforståelse for post-combustion CO<sub>2</sub>-fangst</li> <li>Teknologi for utslippsreduksjon av amin klar for bruk i fullskala</li> <li>Utviklede prosedyrer og modeller for miljøkonsekvensanalyser</li> <li>Mulighetsstudier innen CCU er gjennomført knyttet til ulike teknologier, metoder og standarder som gjør det mulig å sammenlikne de ulike teknologienes potensial</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Miljøkonsekvenser ved fangst, transport og lagring avklart. Dette måles ved at kunnskapsnivået er tilfredsstillende for konsekvensutredninger og utslippstillatelser.</li> </ul>

<sup>1</sup> Dette punktet er under utredning og vil bli nærmere vurdert.

